

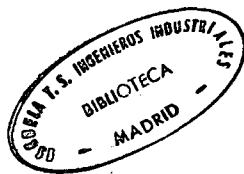
T. 2681
1990

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

MODELOS DE EXPLOTACION A MEDIO PLAZO
DE LA GENERACION ELÉCTRICA
APLICACIONES PARA EL SISTEMA ESPAÑOL

TESIS DOCTORAL

ANDRÉS RAMOS GALÁN
Ingeniero Industrial por la E.T.S. de I.I.
de la Universidad Pontificia Comillas



~~R. 508~~

1990

TESIS DOCTORAL

MODELOS DE EXPLOTACION A MEDIO PLAZO
DE LA GENERACION ELÉCTRICA
APLICACIONES PARA EL SISTEMA ESPAÑOL

Por: D. Andrés Ramos Galán

Director de la tesis: D. José Ignacio Pérez Arriaga

TRIBUNAL CALIFICADOR

Presidente: D. Antonio Pastor Gutiérrez

Vocales: D. José Román Wilhelmi Aza

D. José Luis del Alamo del Sarmiento

D. Máximo López Toledo

D. José Carpio Ibáñez



R. 508

Madrid, noviembre de 1990

PLANTEAMIENTO Y RESUMEN DE LA TESIS

Disponer de una estimación a medio plazo suficientemente precisa de la utilización y costes variables de explotación de un sistema eléctrico es fundamental para realizar una planificación adecuada de su explotación, con vistas a reducir los costes sin comprometer la fiabilidad del suministro de energía eléctrica. Por otra parte, en la evaluación técnico-económica de opciones de expansión, los costes variables de explotación suponen una parte importante de la comparación entre las diferentes alternativas en estudio. Ambos motivos hacen que sea fundamental disponer de un modelo de explotación que refleje adecuadamente las características de funcionamiento de los grupos y permita una optimización global de sus costes de explotación en un periodo dado.

La importancia relativa de los costes de explotación conduce a la necesidad permanente de perfeccionar y desarrollar nuevas herramientas de análisis. Para utilizar éstas adecuadamente es imprescindible su conocimiento detallado por parte de los usuarios, saber qué suposiciones y/o metodologías subyacen en ellas y, por lo tanto, qué se puede esperar de las mismas.

Esta tesis analiza críticamente los modelos de explotación a medio plazo conocidos que reflejan el estado actual del arte, poniendo de relieve sus virtudes y limitaciones y proponiendo, en su caso, métodos de mejora.

En primer lugar, se define el ámbito habitual de aplicación de los modelos de explotación a medio plazo dentro del conjunto de herramientas de análisis y planificación que utiliza una compañía eléctrica.

Se clasifican los modelos de explotación según un procedimiento original atendiendo a los rasgos más básicos que permiten su diferenciación, definiendo unos modelos tipo en los que se basa el estudio posterior.

Se utilizan modelos a cuya mejora y/o desarrollo se ha contribuido de manera importante y se desarrollan informáticamente versiones prototipo de nuevos modelos a fin de poder establecer conclusiones cuantitativas.

Se definen las características más significativas que permiten evaluar un modelo de explotación a medio plazo, obteniéndose conclusiones sobre las capacidades de cada uno mediante análisis cualitativos y cuantitativos de sus características.

Se analiza también la utilización adecuada de cada tipo de modelo dependiendo del ámbito de aplicación y de las características técnico-económicas del sistema eléctrico considerado.

A lo largo de la tesis se utiliza el sistema eléctrico peninsular español como principal caso ejemplo para centrar tanto los análisis cualitativos como la valoración cuantitativa de los modelos.

Esta comparación permite extraer conclusiones globales de adecuación de los modelos a las características del sistema eléctrico considerado y de validez de las metodologías usadas al afrontar diferentes aplicaciones de los modelos de explotación de la generación.

Para establecer ciertas comparaciones correctamente se ha desarrollado un modelo de referencia que permite realizar evaluaciones cuantitativas con algunos de los diferentes modelos estudiados. Es una aportación original y permite superar la mayor parte de las deficiencias de los modelos actualmente existentes, con la única limitación de su elevado tiempo de cálculo para determinadas aplicaciones. Este es un modelo de optimización probabilista. Optimiza la explotación de la generación planteando un problema de programación no lineal con restricciones lineales para cada escenario, haciendo uso de un gran número de ellos generados aleatoriamente. Este modelo de referencia representa el acoplamiento de las unidades de generación con variables discretas, cuyo valor optimiza mediante la técnica del *branch and bound*. Utiliza una simulación tipo Monte Carlo para modelar la aleatoriedad en el sistema.

AGRADECIMIENTOS

En este momento, resumen de muchos esfuerzos, alegrías y desesperaciones, cuando se culmina esta tesis doctoral, quiero expresar mi agradecimiento a cuantas personas e instituciones han contribuido a hacerla posible.

En primer lugar y muy especialmente al Director de la misma y amigo D. José Ignacio Pérez Arriaga cuyo ánimo, aportaciones y apoyo han sido constantes a lo largo de su realización. A D. Valentín Miguel Parra Prieto por sus comentarios y el gran interés demostrado.

También quiero expresar un agradecimiento particular al IIT como institución por el soporte económico y de medios para su realización y al conjunto de personas que le dan vida por su amistad y buenos ratos compartidos a lo largo de los años.

Por último, me gustaría mencionar a personas con las que he colaborado en el tema de la tesis: a D. Antonio J. Conejo, al equipo de estudios de planificación de ENDESA (D. Pablo del Casar, D. Andrés Díaz y D. Nicolás Pérez), a D. Juan Bogas y a D. José Arrojo.

Madrid, a 7 de septiembre de 1990

A Pilar y Diego

A mis padres y abuelo

INDICE

Lista de símbolos	xiii
CAPITULO 1 INTRODUCCION	1
1.1 Introducción	1
1.2 Revisión bibliográfica	2
1.3 Objetivo y presentación de la tesis	5
CAPITULO 2 MODELOS DE EXPLOTACION	9
2.1 Marco de utilización	9
2.2 Descripción general	11
2.3 Taxonomía de los modelos de explotación	15
2.4 Criterios para las comparaciones entre modelos	23
CAPITULO 3 MODELO DE REFERENCIA	27
3.1 Características del modelo	27
3.2 Método de optimización	36
3.2.1 Procedimiento general	36
3.2.2 Optimización en variables continuas	38
3.2.2.1 Implantación informática	39
3.2.2.2 Derivadas	40
3.2.3 Optimización en variables discretas	42
3.3 Tratamiento de la incertidumbre	48
3.4 Ajuste del modelo	57
3.5 Validación del modelo	65
CAPITULO 4 VALORACION DE DIFERENTES MODELOS	67
4.1 Opción de diseño del modelo	68
4.1.1 Optimización determinista	68
4.1.2 Simulación probabilista	70
4.1.3 Resultados y conclusiones	72
4.1.3.1 Optimización vs simulación	72
4.1.3.2 Probabilista vs determinista	72
4.1.3.3 Dependencia entre periodos	75
4.2 Tratamiento de los mínimos técnicos	76
4.2.1 Método de enumeración	78

4.2.2 Orden de carga en optimización determinista	83
4.2.3 Orden de carga en simulación probabilista.Método heurístico	83
4.2.4 Orden de carga en simulación probabilista.Método de optimización. .	89
4.2.4.1 Implantación informática	95
4.2.5 Resultados y conclusiones	95
4.3 Parque térmico	102
4.3.1 Optimización determinista	104
4.3.2 Simulación probabilista	105
4.3.3 Conclusiones	105
4.4 Equipo hidroeléctrico	107
4.4.1 Optimización determinista	108
4.4.2 Simulación probabilista	108
4.4.3 Conclusiones	109
4.5 Equipo de bombeo	110
4.5.1 Optimización determinista	111
4.5.2 Simulación probabilista	111
4.5.3 Conclusiones	112
4.6 Medidas de calidad del servicio	112
4.6.1 Optimización determinista	114
4.6.2 Simulación probabilista	114
4.6.3 Optimización probabilista	114
4.7 Representación de la demanda	115
4.7.1 Monótona por escalones	118
4.7.2 Aproximación numérica	119
4.7.3 Aproximación analítica	120
4.7.4 Resultados y conclusiones	121
4.8 Programación del mantenimiento	133
4.8.1 Optimización determinista	134
4.8.2 Simulación probabilista	135
4.8.3 Conclusiones	136
4.9 Análisis de sensibilidad	136
4.9.1 Optimización determinista	138
4.9.2 Simulación probabilista	138
4.10 Requerimientos de cálculo	141
CAPITULO 5 CONCLUSIONES	143
5.1 Resultados y aportaciones de la tesis	143

5.2 Conclusiones parciales	145
5.3 Conclusiones globales sobre los diferentes tipos de modelos	150
5.4 Definición de un modelo de explotación a medio plazo	153
5.5 Aplicabilidad de cada modelo	157
5.6 Líneas de continuación	158
 BIBLIOGRAFIA	 161
 APENDICE A OPTIMIZACION DETERMINISTA	 173
A.1 Función objetivo	173
A.2 Restricciones	173
A.2.1 Restricciones del parque térmico	173
A.2.2 Restricciones del equipo hidroeléctrico convencional	174
A.2.3 Restricciones del equipo de bombeo estacional	175
A.2.4 Restricciones de reservas hidráulicas	175
A.2.5 Restricciones del equipo de bombeo puro	175
A.2.6 Restricción de defecto de reserva rodante	176
A.2.7 Restricciones de defecto y exceso de potencia	176
 APENDICE B SIMULACION PROBABILISTA	 177
B.1 Introducción	177
B.2 Demanda eléctrica	177
B.3 Grupos térmicos	177
B.4 Grupos de energía limitada	181
B.5 Grupos de almacenamiento	182
B.6 Probabilidad de pérdida de carga y energía no suministrada esperada ...	184
 APENDICE C METODO DE LOS CUMULANTES	 185
C.1 Expansión en serie de Gram-Charlier	185
C.2 Cálculo de los cumulantes de la demanda y de la indisponibilidad de los grupos	189
 APENDICE D CASO DE ESTUDIO	 193
 APENDICE E ESPECIFICACION DE UN SISTEMA EXPERTO	 197
E.1 Introducción	197
E.2 Estructura	198

E.3 Implantación informática	211
E.4 Consulta ejemplo	211
BIOGRAFIA DEL AUTOR	213

LISTA DE SIMBOLOS

Letras mayúsculas

A_i	variable que define el acoplamiento del grupo.
C_r	cumulante de orden r de la variable aleatoria T .
DC	demanda del consumo.
DE	demanda equivalente.
DE_{i+1}	demanda equivalente para el grupo $i+1$.
DF	demanda asociada a fallos de los grupos ya despachados.
DF_l	demanda debida a la indisponibilidad del grupo l .
D_h	demanda en la hora h .
D_M	demanda máxima.
D_m	demanda mínima.
E_i	energía esperada producida por la unidad i .
$E_{i,j}$	energía generada por el bloque de potencia j del grupo i .
E_{N+1}	energía no suministrada.
$EENS$	energía no suministrada.
$G_0(x)$	curva duración-carga inicial para la demanda del consumo.
$G_i(x)$	curva duración-carga equivalente para la unidad i .
$G_{i,0}(x)$	curva duración-carga equivalente para la unidad térmica i . Es igual a $G_i(x)$.
$G_{i,b}$	curva duración-carga equivalente para la unidad i incluyendo la demanda debida a las b primeras unidades de almacenamiento.
G_{N+1}	curva duración-carga equivalente después de convolucionar la última unidad N del sistema.
$H_r(x)$	polinomio de Chevyshev-Hermite de orden r .
K_r	cumulante de orden r de la variable aleatoria normalizada S .
$LOLP$	probabilidad de pérdida de carga.
N	número total de grupos del sistema.
P_b^a	potencia de la central de almacenamiento b en funcionamiento como bomba.
P_{bbo}	suma de las potencias de los grupos de bombeo
$P_{d_m}^d$	defecto de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
$P_{d_R}^d$	defecto de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
$P_{e_m}^e$	exceso de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.

P^e_m	exceso máximo de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
P^e_R	exceso de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
$P_{\text{hidr embal}}$	suma de las potencias de los grupos hidráulicos con capacidad de regulación
$P_{\text{hidr fluy}}$	suma de las potencias de los grupos hidráulicos fluyentes
P_i	potencia utilizada del grupo i.
$P_{i,1}$	potencia del mínimo técnico del grupo i.
$P_{i,d}$	potencia disponible del grupo i.
$P_{i,k}$	potencia del bloque k del grupo i.
$P_{i,n}$	potencia nominal del grupo i.
P_{N+1}	potencia no suministrada.
R	margen de reserva rodante.
S	variable aleatoria normalizada.
T	duración del período de estudio.
T	variable aleatoria.
TOL	tolerancia para desechar una solución óptima no entera en el b&b.
U_k	punto de carga del segundo punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
U_k	punto de carga del segundo punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto
U'_k	punto final de despacho del segundo punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
U'_k	punto final de despacho del segundo punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto
$Y(p)$	valor de probabilidad para el punto p.

Letras minúsculas

c_i	coste de acoplamiento del grupo i por unidad de tiempo.
c^m	penalización por exceso de potencia de mínimos técnicos con respecto a la demanda mínima por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
c^R	penalización por defecto de reserva rodante por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
h	índice de la hora del período.
i	índice del número de grupo.
$incre$	incremento en el eje de abscisas (demanda) entre dos puntos consecutivos cualesquiera de probabilidad.
j	índice del número de punto de válvula o bloque de un grupo.
l	número de lotes en un proceso de simulación.
$m_{i,r}$	momento de orden r del grupo i .
m_r	momento de orden r con respecto al origen.
n	número de observaciones de una muestra.
nb	número de bloques de potencia o puntos de válvula de los grupos.
nh	número total de horas
np	número total de puntos de la curva duración-carga.
p	índice de los puntos que definen la curva duración-carga.
pb^a	disponibilidad de la central de almacenamiento b funcionando como bomba.
p_i	probabilidad de estar el grupo i a plena potencia.
qb^a	probabilidad de fallo de la central de almacenamiento b funcionando como bomba.
$q_{i,j}$	probabilidad de estar parcialmente fallado el grupo i a partir del bloque j , incluyendo éste.
rnd_i	número aleatorio generado para el grupo i .
sl	número de simulaciones por lote en un proceso de simulación.
s_n^2	cuasivarianza muestral de muestra de tamaño n .
$t_{n-1,(1-\alpha)/2}$	valor de la distribución t de Student con $n-1$ grados de libertad y grado de confianza α
u_k	punto de carga del primer punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
u_k	punto de carga del primer punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto
u'_k	punto final de despacho del primer punto de válvula del grupo k del primer subconjunto

u_N	potencia total instalada en el sistema.
v	relación entre el intervalo de confianza y la media muestral.
$v_{i,j}$	coste variable del bloque de potencia j del grupo i .
v_{N+1}	coste variable de la energía no suministrada.
x	valor de la abscisa (potencia) de la curva duración-carga.
z_n	valor de la observación n en el proceso de simulación.

Letras griegas

α	grado de confianza para determinar el tamaño de un intervalo de confianza.
$\Phi(x)$	función de distribución de la normal $N(0, 1)$.
$\phi(x)$	función de densidad de la normal $N(0, 1)$.
μ_n	media muestral de muestra de tamaño n .

CAPITULO 1

1 INTRODUCCION1.1 Introducción

Disponer de una estimación a medio plazo suficientemente precisa de la utilización y costes variables de explotación de un sistema eléctrico es fundamental para poder realizar una planificación adecuada de su explotación, con vistas a reducir los costes sin comprometer la fiabilidad del suministro de energía eléctrica.

Por otra parte, en la evaluación técnico-económica de las opciones de expansión del equipo generador, los costes variables de explotación suponen una parte fundamental de la base de comparación entre las diferentes alternativas en estudio. Típicamente, los costes variables de explotación (costes de combustible más costes de explotación y mantenimiento) representan dos tercios de los costes totales del sistema.

Ambos motivos hacen que sea fundamental disponer de un modelo de explotación que refleje adecuadamente las características de funcionamiento real de los grupos a la vez que permita una optimización global de sus costes de explotación en un período dado.

La importancia relativa de los costes de explotación conduce a la necesidad permanente de perfeccionar y desarrollar nuevas herramientas de análisis. Para utilizar éstas adecuadamente es imprescindible su conocimiento detallado por parte de los usuarios, saber qué suposiciones y/o metodologías subyacen en ellas y, por lo tanto, qué se puede esperar de las mismas.

Esta tesis analiza críticamente la gran variedad de modelos de explotación a medio plazo que reflejan el estado actual del arte, poniendo de relieve sus virtudes y limitaciones y proponiendo, en su caso, métodos de mejora. Para ello, en primer lugar, se define el ámbito habitual de aplicación de los modelos de explotación a medio plazo dentro del conjunto de herramientas de análisis y planificación que utiliza una compañía eléctrica. Se clasifican los modelos de explotación según un procedimiento original atendiendo a los rasgos más básicos que permiten su diferenciación, definiendo unos modelos tipo en los que se basa el estudio posterior. Se utilizan modelos a cuya mejora y/o desarrollo se ha contribuido de manera importante y se desarrollan informáticamente versiones prototipo de nuevos modelos a fin de poder establecer conclusiones cuantitativas. Uno de estos modelos prototipo, llamado de

referencia, es una aportación original y permite superar la mayor parte de las deficiencias de los modelos actualmente existentes, con la única limitación de su elevado tiempo de cálculo para determinadas aplicaciones. Se definen las características más significativas que permiten evaluar un modelo de explotación a medio plazo, obteniéndose conclusiones sobre las capacidades de cada uno mediante análisis cualitativos y cuantitativos de sus características. Se analiza también la utilización adecuada de cada tipo de modelo dependiendo del ámbito de aplicación y del sistema eléctrico considerado. A lo largo de la tesis se utiliza el sistema eléctrico peninsular español como principal caso ejemplo en el que centrar tanto los análisis cualitativos como la valoración cuantitativa de los modelos.

1.2. Revisión bibliográfica

En la actualidad existen diversos enfoques importantes y claramente diferenciados para evaluar el coste de explotación de un sistema eléctrico. El método más sencillo es el denominado determinista, en él la aleatoriedad en la disponibilidad de los grupos de generación se trata como una reducción en su potencia nominal hasta su valor medio esperado. Usualmente, se trata de modelos de optimización, esto es, minimizan los costes de explotación en un periodo dado mediante técnicas de programación lineal típicamente, como por ejemplo los contemplados en Anderson [1] e IIT [42]. Las restricciones en el problema de optimización reflejarán las características que se desea plantear en el modelo: potencia acoplada de los grupos, criterios económicos en el orden de carga con restricciones adicionales, criterios de utilización y gestión de los diferentes tipos de grupos hidráulicos y de bombeo, etc. Para que pueda plantearse un problema de programación lineal (es decir, función objetivo lineal con restricciones lineales) es necesario linealizar la curva de carga, que tiene en principio naturaleza no lineal, en escalones. Los métodos deterministas infraestiman el coste de explotación al obtener una utilización mayor de los grupos con costes variables inferiores, puesto que no son capaces de representar correctamente la utilización de las centrales más caras. Sin embargo, presentan la gran ventaja de permitir incluir fácilmente complejos detalles de explotación (por ejemplo, tratamiento de los mínimos técnicos de los grupos o restricciones en los consumos de ciertos combustibles).

Para tratar de una manera más realista el fallo aleatorio de los grupos de generación (no con valores medios como se realiza en los modelos deterministas) se desarrolló otro método, llamado de simulación probabilista. Las primeras referencias de modelos de simulación probabilista que aparecen en la literatura, con componente térmico únicamente, son las de Baleriaux [6] y Booth [10]. Posteriormente fueron refinados por Sager [81], Joy [49] y Hilson [38]. A continuación se introdujo la simulación de las unidades hidráulicas y de bombeo en el método, Finger [30] e Ibarz [39], y la posibilidad de modelar los grupos en varios

bloques de potencia, reconociendo los diferentes costes variables y/o las distintas disponibilidades y las dependencias existentes entre los bloques, Finger [30] e IIT [41]. El modelado de las plantas hidráulicas y de almacenamiento, con sus características de estocasticidad en las aportaciones y sus posibilidades de aprovechamiento estacional, continúa siendo objeto de investigación actualmente, ver referencias Zahavi [102] e Invernizzi [46].

La prioridad en el despacho de los grupos se basa, en principio, en una ordenación por valor creciente de sus costes variables, ver referencia Zahavi [101]. Este orden de carga es único para cada simulación, lo que supone una limitación del método ya que para cada estado de disponibilidad éste debiera poderse trastocar automáticamente atendiendo a consideraciones de mínimos técnicos, reserva rodante, modificadores de despacho o factores de penalización. Una explicación más completa de las bases teóricas de la obtención del orden de carga se puede hallar en las publicaciones originales del método, Baleriaux [6] y Booth [11], o en documentos más recientes que incluyen ampliaciones y modificaciones avanzadas, IIT [41].

Por otra parte, sólo recientemente los modelos de simulación probabilista han sido capaces de proporcionar medidas de sensibilidad con respecto a las características de los grupos, ver Fancher [29] y Bloom [8]. En esta tesis se ha desarrollado un modelo de simulación probabilista que incluye restricciones en la explotación de los grupos y evalúa las derivadas del coste de explotación con respecto a la potencia de los grupos mediante un método original. Estas son el punto de partida para efectuar cualquier análisis de sensibilidad.

Una motivación principal de la técnica de simulación probabilista es su eficacia computacional en el tratamiento de las incertidumbres en demanda y generación. La simulación probabilista es una técnica sofisticada que permite considerar, recurrentemente y de forma exhaustiva, todos los fallos posibles de los grupos de generación sin necesidad de acudir a una enumeración explícita de los mismos.

Mejoras recientes en los modelos de simulación probabilista han aumentado un orden de magnitud su rapidez. Estas mejoras se basaron principalmente en el tratamiento de la curva de carga mediante aproximaciones analíticas. Entre ellas, la que se ha consolidado en gran número de modelos ha sido el denominado método de los cumulantes, ver Rau [79], Stremel [85], Yamayee [98] y Manhire [60]. Además también se encuentran ya disponibles en modelos de explotación otras aproximaciones prometedoras como la mezcla de normales, ver referencia Pacific Gas & Electric [69] y Gross [35], la de la gran desviación de Esscher, en University of Pittsburgh [89], Mazumdar [63] y Yin [99], el método de la segmentación, ver Ashan [3] y Schenk

[82], la técnica de la convolución discreta, ver Leite da Silva [57] y Lee [56]. Esta reducción en el tiempo de cálculo de los modelos ha posibilitado su utilización eficiente dentro de modelos de planificación de la expansión de la generación. Ya se han desarrollado modelos de expansión de la generación completos utilizando el método de los cumulantes que incluyen grupos térmicos, hidroeléctricos y de almacenamiento, ver MIT [62].

En esta tesis se ha desarrollado un modelo de referencia que optimiza la explotación de los grupos de generación considerando la característica no lineal de la curva de carga y la incertidumbre en la generación, entre otras posibles. La optimización de los costes de explotación para una situación dada de disponibilidad de la generación se realiza mediante una programación entera mixta con la técnica del *branch and bound*, ver Wagner [93], Bradley [12] o Rao [78], apoyada en una optimización de función objetivo no lineal con restricciones lineales, resuelta mediante un paquete de optimización, MINOS, ver Murtagh [65] y Gill [34], diseñado para resolver eficazmente problemas de gran tamaño. Otras técnicas de descomposición, ver Côté [19] y Bloom [8], presentan desventajas en cuanto a convergencia en la obtención de la solución aplicadas a este tipo de problemas de optimización. La aleatoriedad de la generación se modela mediante una simulación de tipo Monte Carlo en la que se utilizan técnicas de simulación por lotes y secuencial, ver Law [55], para la determinación del tamaño de los intervalos de confianza para las variables aleatorias de interés. También se han implantado procedimientos avanzados de simulación para conseguir una reducción en la dispersión de los valores, éstos son las denominadas técnicas de reducción de varianza, ver Law [55], Bratley [13], Pritsker [72] y Henley [37]. Otra técnica también utilizada en sistemas eléctricos de potencia como es la enumeración, ver Wang [94] y Endrenyi [27], presenta en este caso la desventaja de necesitar evaluar gran cantidad de estados, impracticable en un sistema de las dimensiones del sistema eléctrico peninsular español que ha sido tomado como caso de aplicación.

El desarrollo de un modelo de explotación se realiza en función del sistema para el que se diseña y de los resultados que se desea obtener. Por esta razón, unos modelos enfocan funcionamiento de los grupos reflejando ciertos aspectos e ignorando otros. Captan características relevantes para su sistema pero que pueden no serlo para otros. Esta dependencia entre modelos (e incluso metodologías) y sistemas eléctricos hace que no pueda utilizarse indistintamente cualquier modelo para un sistema eléctrico complejo como el español, ni exista actualmente alguno que permita captar a la vez todas sus características. De hecho, los modelos citados anteriormente (excepto el modelo de referencia cuyas limitaciones provienen de sus elevados requisitos de cálculo) no representan adecuadamente ciertas características específicas del sistema eléctrico español. En particular, hay un aspecto

fundamental en el funcionamiento del sistema peninsular, como son los mínimos técnicos de los grupos térmicos, que no se ha tratado suficientemente hasta el momento.

Esta tesis efectúa una comparación sistemática entre diferentes tipos de modelos para detectar su adaptabilidad y su capacidad de representación en general y específicamente para el sistema eléctrico español, analiza las metodologías que utilizan y detecta sus errores inherentes. Para llevar a cabo esta comparación es necesario, previamente, determinar cuales son las características diferenciadoras clave para un modelo de explotación a medio plazo. El análisis cualitativo y/o cuantitativo de la inclusión y tratamiento de estas características por cada tipo de modelo forma parte importante de la tesis.

No se ha encontrado en la literatura ninguna clasificación completa de características de un modelo de explotación a medio plazo. Las referencias que establecen una comparación entre diferentes tipos de modelos y su adaptabilidad a un determinado sistema no son abundantes en la literatura, ver Vardi [92] o Castillo [16]. La primera incluye un estudio parcial de comparación entre metodologías. Mientras que la segunda estudia una característica concreta, la modelización de las centrales hidráulicas con la variación espacial y temporal en sus producciones, en su aplicabilidad al sistema español.

1.3 Objetivo y presentación de la tesis

La finalidad de la tesis es analizar críticamente los modelos de explotación conocidos y sus campos de aplicación en función de la utilización para la que se destinen y de las características técnico-económicas del sistema eléctrico considerado y en particular del sistema peninsular español. Para establecer la comparación entre los diferentes modelos se definen unos puntos clave que caracterizan un modelo de explotación. Esta comparación permite extraer conclusiones globales de adecuación de los modelos a las características del sistema eléctrico considerado y de validez de las metodologías usadas al afrontar diferentes aplicaciones de los modelos de explotación de la generación.

Las comparaciones a efectuar entre los diferentes modelos serán de tipo **cualitativo y cuantitativo**. Las primeras definirán las capacidades o posibilidades de cada uno atendiendo a sus características intrínsecas. Las segundas evaluarán numéricamente algunas de las capacidades anteriores. Estas son más difíciles de realizar pues cada modelo elegido presenta condicionamientos específicos que resultan costosos de aislar en el momento de efectuar las comparaciones.

Se enumeran a continuación una serie de atributos que van a permitir la comparación entre modelos, citándose para cada uno los aspectos técnicos más concretos que se discutirán:

- Consideración de criterios de despacho en la explotación de los grupos en servicio y prioridades definidas en la utilización de los mismos.
Tratamiento dado a los mínimos técnicos de los grupos.
- Modelado del parque térmico de generación y grado de desagregación empleado (agregación por equipos o tratamiento individualizado).
Separación de los grupos en puntos de válvula o bloques de potencia.
Consideración de la posibilidad de paradas en fin de semana.
- Modelado del parque hidráulico (agregación en un equipo único, división por cuencas o subcuencas con características hidrológicas similares o tratamiento individualizado).
Modelado explícito del acoplamiento entre periodos que implica la gestión del producible hidráulico.
Tratamiento de la incertidumbre.
- Modelado del equipo de bombeo, puro y estacional. Separación por grupos.
Optimización en el periodo de la energía a bombear.
- Cálculo de índices o medidas de la fiabilidad del sistema eléctrico.
- Precisión en la representación de la demanda prevista mediante la curva duración-carga (aproximándose ésta numéricamente, analíticamente en función de sus cumulantes o linealmente por escalones).
- Capacidad y facilidad para el análisis de sensibilidad en ciertos parámetros.
- Programación del mantenimiento de las unidades con criterio económico o de fiabilidad.
- Requerimiento de tiempo de cálculo, en función de la técnica utilizada y del nivel de detalle alcanzado.

Para establecer ciertas comparaciones correctamente se ha desarrollado un modelo de referencia que se supone perfecto y permite realizar evaluaciones cuantitativas comparativas con algunos de los diferentes modelos estudiados. Este es un modelo de optimización probabilista. Optimiza la explotación de la generación planteando un problema de programación no lineal con restricciones lineales para cada escenario, haciendo uso de un gran número de ellos generados aleatoriamente. Este modelo de referencia representa el acoplamiento de las unidades de generación con variables discretas, cuyo valor optimiza mediante la técnica del *branch and bound*. Utiliza una simulación tipo Monte Carlo para modelar la aleatoriedad en el sistema.

La presente tesis se ha estructurado de la manera que se detalla a continuación.

En primer lugar, en el capítulo 2 se presentan distintas aplicaciones que requieren de modelos de explotación, se realiza la clasificación de los diferentes modelos de explotación tipo atendiendo a los rasgos más básicos que permiten su diferenciación y se presentan las características más significativas que permiten analizar un modelo de explotación a medio plazo.

En el capítulo 3, se describe detalladamente el modelo de referencia: la formulación del problema de programación no lineal, la obtención de soluciones discretas y el método de simulación de Monte Carlo utilizado. Además, se presentan las técnicas avanzadas de simulación que han sido utilizadas.

En el capítulo 4 se realizan todas las comparaciones entre los modelos para cada uno de los puntos clave presentados con anterioridad. Se analiza pormenorizadamente la importancia cualitativa y cuantitativa de cada uno, la posibilidad de ser incorporado en cada modelo y se obtienen unas conclusiones parciales cualitativas y cuantitativas del análisis efectuado a los modelos. Se pone énfasis especial en el tratamiento dado a los mínimos técnicos en la sección 3 del capítulo 4.

El capítulo 5 recoge las principales conclusiones de la tesis, tanto parciales con respecto a cada característica como globales, las recomendaciones de mejora de los modelos, así como los posibles desarrollos de investigación futuros. Entre ellos merece especial mención la especificación de un posible sistema experto que permitiese asesorar sobre el modelo de explotación más adecuado para un estudio concreto, en base a los conocimientos adquiridos durante el desarrollo de esta tesis.

A continuación se incluye la bibliografía utilizada y cinco apéndices.

El apéndice A describe el modelo de optimización determinista utilizado en la tesis para realizar las evaluaciones cuantitativas.

El apéndice B presenta los fundamentos teóricos y la formulación matemática de los modelos de simulación probabilista, varios de los cuales se han utilizado en los análisis cuantitativos de la tesis.

En el apéndice C se detalla el método de los cumulantes utilizado en la representación analítica de la curva duración-carga.

El apéndice D presenta el caso de estudio empleado en la tesis que representa el sistema eléctrico peninsular español.

En el apéndice E se presenta la especificación preliminar de un sistema experto para la planificación de la explotación a medio plazo. Podría recoger, en buena parte, la experiencia adquirida y las conclusiones más significativas de la tesis.

CAPITULO 2

2 MODELOS DE EXPLOTACION

2.1 Marco de utilización

El objetivo fundamental de la explotación de una compañía eléctrica es proporcionar servicio al usuario al mínimo coste, sabiendo que debe mantenerse una calidad en el mismo y que se dispone de un conjunto de instalaciones de generación y transporte de energía eléctrica. Un sistema eléctrico bien diseñado es aquél que combina, de manera aceptable, los costes de inversión y explotación, la fiabilidad en el suministro, las consideraciones medioambientales y no sobrepasa la capacidad de financiación de la compañía.

Las decisiones de planificación y explotación de la generación que toma una compañía eléctrica son ciertamente complejas, con horizontes temporales de aplicación muy diversos. Abarcan desde decenas de años para la expansión de la generación a varios minutos en el caso del despacho económico. Estas decisiones se articulan para lograr los objetivos de explotación óptima del sistema eléctrico. Para coordinarlas se utilizan un conjunto de herramientas de cálculo jerarquizadas que proporcionan información hacia el siguiente nivel de decisión. Este conjunto de instrumentos clásicamente, ver referencias Booth [10], Jamouille [47] y Fink [33], se divide en escalones de decisión en función del horizonte temporal para el cual se utilizan usualmente como se muestra en la tabla 1.1, en donde las funciones de planificación y explotación de la red *per se* han sido explícitamente excluidas.

La desagregación de las decisiones responde a la imposibilidad práctica de encontrar un modelo capaz de caracterizar con suficiente detalle todos los ámbitos, así como a la naturaleza del problema conjunto, que se presta muy bien a una descomposición funcional jerarquizada. Cuanto más largo es el período de estudio evaluado por una herramienta menor es el detalle con el que se modela la explotación real del sistema. El espíritu de esta jerarquización es representar adecuadamente las principales variables y características del sistema eléctrico que afectan a cada nivel de decisión. Además, hacen manejable la complejidad del cálculo necesitado en cada uno de los niveles al repartir entre ellos las diferentes funciones de toma de decisiones que necesitan ser resueltas.

Tabla 1.1. Conjunto de herramientas de planificación y explotación de la generación.

<u>Tipo</u>	<u>Alcance</u>	<u>Funciones</u>
Muy largo plazo	10 a 25 años	<ul style="list-style-type: none"> • decisión de expansión del equipo generador • nueva instalación de centrales o retirada de existentes
Largo plazo	2 a 5 años	<ul style="list-style-type: none"> • gestión del ciclo de combustible nuclear • política de utilización de embalses hiperanuales
Medio plazo	1 a 2 años	<ul style="list-style-type: none"> • programación de los ciclos de mantenimiento • gestión de embalses anuales • análisis de cobertura de la demanda • previsiones de consumos de combustibles y costes de explotación
Corto plazo	1 a 4 semanas	<ul style="list-style-type: none"> • funcionamiento de los grupos de bombeo • programación de las paradas en fin de semana de grupos térmicos
Muy corto plazo	menor 1 semana	<ul style="list-style-type: none"> • programación semanal y horaria de la generación térmica, hidráulica y de bombeo • decisión sobre arranques y paradas de grupos
Tiempo real	menor 1 hora	<ul style="list-style-type: none"> • despacho económico de los grupos acoplados a red • control frecuencia/potencia de las áreas de generación • intercambios entre áreas

Por otra parte, las decisiones tomadas por un modelo de rango superior (esto es, de mayor alcance temporal) comprometen a todos los modelos inferiores. Así por ejemplo, la decisión de instalación de un nuevo grupo realizada por el modelo de expansión de la generación ha de ser incluida en los modelos de largo plazo encargados de la gestión de los embalses hiperanuales y del ciclo de combustible nuclear. De la misma manera, los resultados de la optimización del reparto mensual del producible hidráulico determinados por un modelo de medio o largo plazo serán los objetivos a lograr por modelos de corto plazo, con alcance mensual por ejemplo.

La creciente importancia de la energía eléctrica, su adecuado suministro y la magnitud de los gastos asociados a su generación, crearon hace tiempo la necesidad de desarrollar y perfeccionar las herramientas de análisis disponibles. Para utilizar éstas adecuadamente se necesita un conocimiento detallado por parte de sus potenciales usuarios. Es imprescindible, por lo tanto, saber cómo funcionan y qué se puede esperar de ellas.

En Carpentier [15] y Dechamps [20] se muestra un buen compendio de las diversas técnicas de optimización utilizadas en esta toma de decisiones, incluyendo técnicas tan variadas como: programación lineal, no lineal, dinámica, *branch and bound*, programación combinatoria, lineal estocástica, dinámica estocástica, etc.

2.2 Descripción general

Las características de un sistema eléctrico consideradas en un modelo están ligadas estrechamente al objetivo y uso del mismo. Los modelos de programación horaria necesitan una representación detallada de la explotación real de los grupos, de su situación de disponibilidad y de sus características de arranque o seguimiento de carga, por ejemplo. La evolución temporal (cronológica) de la carga juega aquí un papel fundamental. En el otro extremo, un modelo de planificación a largo plazo requiere un detalle menor ya que la simulación de la explotación se extiende durante mucho tiempo y sería, por consiguiente, inviable un modelo muy detallado. Aquí son el valor esperado de la punta de carga y de la energía total a producir los parámetros más significativos de la demanda. Por otra parte, las decisiones que se han de tomar con ambos modelos difieren sustancialmente. Mientras que el primero decide sobre la explotación de unidades en el plazo de un día a una semana con detalle horario, el segundo analiza las opciones de instalación de nuevos grupos en un futuro con discriminación anual. Por consiguiente, la primera tarjeta identificadora de un modelo es su **ámbito preferente de utilización**.

La predicción correcta de los costes de explotación en un sistema eléctrico es una función esencial en todos los estudios de planificación y explotación. Un modelo de explotación de la generación, también llamado de producción, es aquél que permite predecir los costes y la energía producida por los grupos de un sistema eléctrico para satisfacer la demanda esperada en un período determinado.

El ámbito usual de utilización de estos modelos varía desde el corto al largo plazo dependiendo de sus características y de la utilización específica que se haga del mismo. Este tipo de modelos es ampliamente usado por las compañías eléctricas para realizar la planificación y explotación de sus sistemas. Desde el punto de vista de planificación, la función de un modelo de explotación es calcular (predecir) los costes de energía futuros. Desde un punto de vista de explotación permitirán programar y coordinar el funcionamiento de los grupos existentes a corto plazo (un mes, por ejemplo), evaluar las necesidades de combustible, etc. Como ejemplos de utilización de modelos de explotación en uno u otro ámbito podemos citar:

- La planificación de la expansión del equipo generador a muy largo plazo tiene por objetivo determinar el tipo, tamaño y momento de puesta en servicio de nuevas instalaciones. Este estudio conlleva el análisis y la comparación con detalle subanual (mensual típicamente) de la explotación del sistema frente a estrategias de expansión alternativas, ver referencias IAEA [45] y MIT [62].
- Estudio de los efectos de gestión de la carga (interrumpibilidad, modificación de tarifas) tanto desde un punto de vista de opción en explotación como de alternativa en planificación.
- Estudios de impacto de nuevas centrales o nuevas tecnologías (eólica, solar, lecho fluido) en la explotación del sistema eléctrico, ver referencia Conejo [17], desde diferentes puntos de vista (coste, calidad del servicio, contaminación ambiental). Permiten evaluar los beneficios de explotación asociables a estas tecnologías. De la misma manera, se pueden estudiar las consecuencias de la eliminación de otras tecnologías, como la nuclear por ejemplo, y su impacto en la explotación del sistema.
- Previsiones de consumo de combustible, utilizadas para la realización de compras a empresas mineras (normalmente mediante contratos a largo plazo), establecimiento de acuerdos de aprovisionamiento con otros países en el caso de

combustibles importados o determinación de la vida esperada de una cuenca minera o de un combustible específico. Relacionados con el consumo de ciertos combustibles de carácter contaminante se realizan además estudios de alteración medioambiental. Por otra parte, estos modelos sirven para analizar también los efectos de restricciones en el suministro de combustibles.

- Planificación del mantenimiento de las unidades de generación con el objetivo de mantener iguales condiciones de calidad de servicio, o cobertura a lo largo de un período (normalmente uno o varios años) considerando restricciones por zonas, compañías eléctricas, centrales, etc. Dentro de este ámbito se incluye la gestión del ciclo de combustible nuclear y, por lo tanto, la planificación de su recarga. Con este mismo horizonte temporal y coordinada con la programación del mantenimiento se halla la gestión de los embalses hidráulicos de carácter anual o hiperanual.
- Estudios periódicos de cobertura de la demanda prevista. Incluyen la obtención de medidas o índices de calidad del servicio sean deterministas (margen de reserva en potencia) o probabilistas (probabilidad de pérdida de carga o energía no suministrada esperada), la identificación de necesidades de importación o exportación de energía y la determinación del adelantamiento o retraso en la construcción de una central.
- Asignación de costes y ahorros de explotación ya incurridos entre compañías integrantes de un *pool*, para evaluar las compensaciones interempresas.
- Gestión semanal del bombeo a realizar por razones económicas y programación de las paradas en fin de semana.

El parque de generación constituye el elemento económicamente más importante de un sistema eléctrico de potencia. Sin embargo, el suministro de energía depende además del funcionamiento adecuado del sistema de transporte y distribución de la energía. Los modelos de explotación, dado el ámbito temporal y los objetivos para los que se utilizan, prescinden usualmente del modelado de la red. Se trata de modelos de nivel jerárquico I, ver Billinton [7], que suponen toda la demanda localizada en un único nudo. Por consiguiente, la red de transporte no suele ser considerada explícitamente. Los modelos de los que se va a hablar en esta tesis tratan exclusivamente, en principio, sobre la parte de generación del sistema eléctrico. Existen extensiones a los modelos de explotación que permiten considerar, de forma todavía elemental, la interconexión entre áreas de generación y modelar las ventajas de la

explotación económica conjunta del parque generador considerando explícitamente las restricciones de las interconexiones. Estos modelos se denominan multiárea y su desarrollo es todavía incipiente. Una revisión exhaustiva del estado del arte de modelos multiárea se encuentra en las referencias Ramos [76] e IIT [43]. Una extensión adicional es el considerar la red de transporte en forma detallada. Estos modelos compuestos de generación y transporte, ver MEXICO (Dodu [25]), SICRET (Noferi [66]) y SYREL (Power Technologies [70]), se han orientado principalmente al cálculo de índices de fiabilidad, pero algunos de ellos también pueden proporcionar los costes de explotación, todavía con elevado tiempo de cálculo.

De acuerdo con la utilización principal que se vaya a dar al modelo se define un objetivo en su diseño y se fijan sus especificaciones. Por consiguiente, la variación entre los diferentes objetivos perseguidos, vistos con anterioridad, ocasiona los distintos tipos de modelos usados, los grados de detalle alcanzados, las características del sistema eléctrico a considerar y, por fin, los resultados esperables de cada modelo.

La representación de la explotación o planificación a medio plazo de un sistema eléctrico implica el modelado de ciertas características físicas de los grupos de generación (potencia de funcionamiento, mínimo técnico, consumo específico, probabilidad de fallo, necesidades de mantenimiento programado) y características económicas (costes fijos y variables de explotación y mantenimiento). Además hay que considerar los costes de los combustibles utilizados, las estrategias de despacho de los grupos desde el punto de vista del despacho económico y la definición de las prioridades con las que entran a funcionar las unidades.

En caso de existir grupos hidráulicos o de bombeo, como es el español, se necesita modelar el funcionamiento especial de estos grupos para satisfacer la demanda, hacer evaluaciones de la energía producible por los mismos, de las limitaciones de los embalses, del rendimiento del ciclo bombeo/turbinación de los grupos de bombeo. La definición de una estrategia óptima de desembalse para los grupos hidráulicos ha de ser obtenida con modelos de coordinación hidráulico-térmica con ámbito de decisión de uno a varios años. La determinación de la energía óptima a bombear puede contemplarse también en los modelos de explotación.

En las referencias Wood [97], Vardi [92] e IAEA [45] se analizan con detalle el significado y representación de las características de los grupos tanto térmicos como hidráulicos utilizadas en los modelos de explotación.

En cuanto a la demanda prevista, ésta normalmente se caracteriza mediante curvas duración-carga, que representan la probabilidad de superar un cierto nivel de demanda. El uso de curvas horarias, que recogen la evolución temporal de la carga, está prácticamente restringido a modelos de explotación a corto plazo (ver los comentarios relacionados en el apartado 2.3).

Los resultados mínimos que proporciona un modelo de explotación son: la producción de cada grupo y su coste, el coste total del sistema, el consumo efectuado de los diferentes combustibles y ciertos parámetros de calidad del servicio o cobertura de la demanda. Además de éstos e inherentes al modelo utilizado se darán otros, tales como: producción por puntos de válvula, medidas de sensibilidad, índices de la fiabilidad del sistema, etc.

2.3 Taxonomía de los modelos de explotación

Tal como se ha comentado, la tesis se centra en el estudio y análisis de modelos de explotación a medio plazo, que cubren las funciones descritas en el apartado anterior. Estas excluyen entrar en el detalle de la explotación (para ello están los modelos de programación horaria y semanal a corto plazo) y requieren una cierta eficacia de cálculo pues contemplan horizontes largos (desde meses a varios años).

Para lograr estos objetivos un modelo ideal plantearía a la vez un enorme problema de optimización de las variables horarias para todo el intervalo, con seguimiento y optimización de los acoplamientos, dependencias y restricciones que realmente aparecen en la explotación. Sin embargo, este modelo no es factible en la actualidad. De la misma manera que la toma de decisiones de una compañía eléctrica se desagrega y jerarquiza para hacer manejable su complejidad, así también los modelos de explotación toman diversas decisiones para hacer factible la modelización de la explotación del sistema.

La alternativa más empleada es la división del intervalo u horizonte de estudio en periodos independientes, caracterizados por una cierta homogeneidad en las condiciones exógenas a las decisiones de explotación (demanda, hidraulicidad, programa de revisiones de los grupos, etc). En modelos de explotación a medio plazo se sustituye la curva cronológica de carga del periodo por la curva duración-carga, aceptando la pérdida de información que supone. Este modelado de la demanda facilita la utilización de técnicas de simulación y el tratamiento eficaz de la incertidumbre. De esta manera, cada periodo puede ser analizado con una técnica específica (optimizando ciertas variables o simulándolas en la explotación, dividiéndolo en subperiodos y optimizando las variables de acoplamiento entre subperiodos, etc). Atendiendo a la técnica empleada en el tratamiento del periodo los modelos pueden ser:

- de **optimización** o **simulación**, según traten algunas o todas sus variables de decisión (grupos acoplados, energía a bombear, orden de despacho de los grupos, etc)
- **probabilistas** o **deterministas** según consideren o no la estocasticidad de ciertas variables (disponibilidad de la generación, curva de demanda, aportaciones hidráulicas, etc)

Otra alternativa posible, relacionada con la naturaleza del sistema eléctrico concreto y con la aplicación, es modelar las **dependencias** entre periodos, optimizando algunas o todas las variables de acoplamiento. Esta alternativa permite analizar dependencias de diferente ámbito temporal, según la división en periodos realizada. Estas pueden ser: de muy corto plazo, ligadas a exigencias cronológicas y detalles de despacho en intervalos horarios, o de medio plazo, relacionadas con la gestión de recursos limitados a lo largo de los periodos (gestión del producible hidráulico, programación de las revisiones, etc). Uno de los extremos, un modelo de **simulación cronológica**, consiste en simular la explotación del sistema para el intervalo considerado en periodos de tiempo pequeños (una o dos horas, por ejemplo), sin optimizar ni las variables interperiodos de medio plazo (gestión hidráulica y mantenimiento de los grupos térmicos), ni las relativas al corto plazo (bombeo puro, desacoplamiento de grupos en fin de semana), siendo todas estas decisiones proporcionadas desde fuera por otro modelo de rango superior. Los modelos de simulación cronológica requieren mucho tiempo de cálculo, por lo que no pueden utilizarse como subproblemas dentro de un algoritmo de optimización de rango superior. Un modelo de simulación cronológica no será considerado propiamente modelo de explotación a medio plazo, únicamente a efectos de su clasificación, y no se tratará más que marginalmente en el resto de la tesis.

De acuerdo con estas consideraciones, los modelos de explotación se pueden clasificar en función de ciertos atributos, considerados básicos, de la siguiente manera:

- **Optimización versus simulación.**

Se entiende por modelo de optimización aquél que pretende optimizar una función objetivo correspondiente a un determinado periodo (normalmente costes de explotación) dependiente de ciertas variables de decisión (orden de despacho o decisión de acoplamiento de los grupos, gestión intraperiodo de los recursos hidroeléctricos y de almacenamiento) y con las restricciones necesarias para hacer realista y coherente la explotación obtenida dentro de un periodo especificado. Su finalidad principal es la determinación de las variables de decisión que llevan a la

explotación óptima, así como los atributos de ésta. Por el contrario, en modelos de simulación se suponen conocidas las variables de decisión para el citado periodo, obteniéndose exclusivamente el subsiguiente comportamiento del sistema.

Naturalmente esta separación no es tan tajante: los modelos de optimización pueden aceptar que ciertas variables de decisión sean prefijadas, mientras que modelos de simulación pueden optimizar ciertas variables (la energía a bombear, por ejemplo).

- **Independencia versus dependencia entre periodos.**

Existen ciertas características en un sistema eléctrico que implican un acoplamiento entre periodos.

Según sea su naturaleza éste se produce de acuerdo a diferentes ciclos temporales:

- a corto plazo (en ciclos diarios y/o semanales) todas las decisiones o explotaciones de los grupos están interrelacionadas (acoplamiento de los grupos, bombeo de ciclo semanal, paradas en fin de semana, producción de centrales hidráulicas sin capacidad de regulación)
- a medio plazo la dependencia se establece entre otro tipo de decisiones: gestión de las centrales hidráulicas con capacidad de regulación, del bombeo estacional o de las cuotas de combustible, programa de revisiones de los grupos.

Estos ciclos diferentes hacen que las simplificaciones adoptadas tengan mayor o menor relevancia en función del alcance temporal del modelo.

Por una parte, el acoplamiento real entre los diferentes periodos puede ignorarse, tratándolos independientemente y efectuando las simplificaciones necesarias. Esto es equivalente a suponer los periodos no conectados entre sí.

Sin embargo, parece importante modelar ciertas dependencias relevantes entre periodos. En este caso los resultados de periodos anteriores afectan a decisiones o situaciones posteriores y viceversa. Si las variables asociadas a las dependencias entre periodos se tienen en cuenta pero no se optimizan estaremos ante modelos que únicamente reconocen las situaciones previas. Las dependencias se consideran según el avance del tiempo y no al revés.

También, estas dependencias se pueden tratar como variables de decisión y optimizar la explotación bajo algún criterio. En esta situación, la explotación se ve como un único conjunto de periodos acoplados por ciertas variables susceptibles de optimización. La influencia de las decisiones se propaga en ambos sentidos del tiempo (por ejemplo, dado que existe un producible hidráulico limitado si se

programa toda la generación hidroeléctrica regulable para el último semestre del año en el primero no se producirá energía hidroeléctrica regulable, y viceversa).

Como resulta fácil suponer, la decisión de optimizar las variables de acoplamiento sólo se hará para aquellas que resulten relevantes en la explotación dado el esfuerzo de modelado y cálculo que significa. Por lo tanto, un modelo puede optimizar unas variables de acoplamiento entre periodos y simular o ignorar otras.

En resumen, en la clasificación realizada aquí se han considerado tres niveles posibles de dependencia: su no consideración, esto es, un tratamiento independiente de los periodos, la simulación de las dependencias y la optimización de variables que interrelacionan los periodos.

- **Determinista versus probabilista.**

Tanto la demanda como la generación son aleatorias. La demanda por la naturaleza del comportamiento humano en respuesta a diversos estímulos exógenos (por ejemplo, el clima) o por el propio desarrollo de actividades industriales o comerciales también con naturaleza estocástica (por ejemplo, la iluminación urbana, la producción de una factoría). La generación por el fallo aleatorio de los equipos o por la estocasticidad en las aportaciones hidráulicas.

Un modelo determinista utiliza valores esperados medios, con lo que metodológicamente ignora la existencia de aleatoriedad.

Un modelo probabilista considera explícitamente la aleatoriedad mediante funciones de probabilidad. La evaluación de los múltiples escenarios posibles se hace mediante métodos analíticos o de simulación explícita (Monte Carlo).

En la figura 2.1 se muestra la división de los modelos de explotación según estos atributos básicos.

No obstante, bajo la apariencia de esta clasificación nítida donde cualquier combinación de atributos de los modelos parece factible, se dan situaciones de conflicto entre determinados atributos, que se han demostrado históricamente difíciles de combinar.

- Así, por ejemplo, un tratamiento probabilista de las aleatoriedades que se dan en un sistema eléctrico implica la consideración de numerosas situaciones (y no siempre resulta posible hacerlo eficazmente). La optimización es normalmente costosa y, por lo tanto, no es aconsejable repetirla para muchos escenarios. Por ambas razones, la combinación de los atributos probabilista y de optimización en un mismo modelo no resulta habitual. El modelo de referencia desarrollado en la

tesis combina ambas características, utilizando simulación de Monte Carlo para generar los escenarios y optimizando cada escenario de explotación.

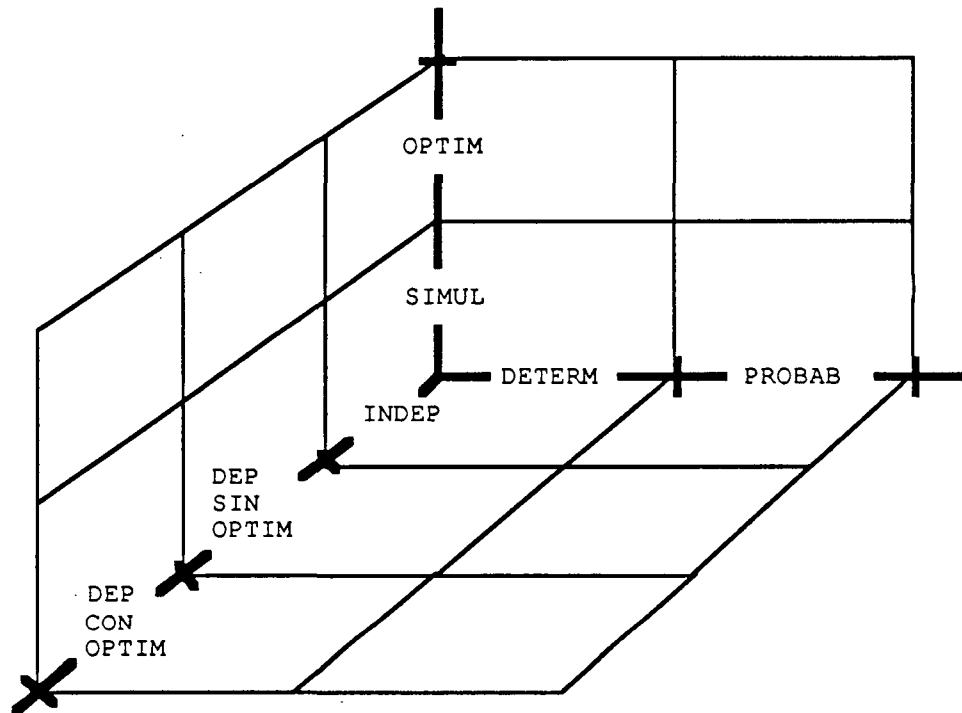


Figura 2.1. Atributos para la comparación de los modelos de explotación.

- La caracterización de un modelo como probabilista para cada período y la optimización de las dependencias entre períodos son difíciles de implantar simultáneamente ya que ambas necesitan considerar numerosas situaciones. Sin embargo, conceptualmente resulta factible mediante técnicas de descomposición afrontar el modelado individual de los períodos de manera probabilista y luego combinar los resultados iterativamente hasta lograr unos valores coherentes para las variables de acoplamiento de los períodos (modelado con optimización de las dependencias).

De acuerdo con estas consideraciones, la evolución histórica de los modelos de explotación, debido a las dificultades comentadas, ha convergido en la actualidad a dos familias de modelos, no necesariamente excluyentes conceptualmente, cada una de ellas mostrando sus ventajas e inconvenientes: modelos de optimización deterministas y modelos de simulación de carácter probabilista, según la clasificación que acaba de realizarse. A su vez, dentro de los modelos de simulación podemos distinguir entre los no cronológicos (denominados de simulación probabilista en la literatura técnica), basados en la curva

duración-carga y los cronológicos (llamados de simulación cronológica de ahora en adelante), que representan la demanda horariamente y consideran pero no optimizan la dependencia entre periodos.

Según estos atributos, un modelo de simulación cronológica (que como se ha indicado anteriormente cae fuera del ámbito contemplado en esta tesis) se podría clasificar como modelo probabilista de simulación para cada periodo (horario típicamente) con un tratamiento sin optimización de las dependencias interperiodos o bien como un modelo de periodo único (diario, semanal, mensual o anual) probabilista y de simulación.

Esta clasificación pone de manifiesto las direcciones en la evolución de la investigación y el campo que permanece más inexplorado. Fuera de estas familias de modelos los intentos de creación de otros nuevos son difíciles. En esta tesis se ha desarrollado un prototipo, denominado de referencia y descrito en el capítulo 3, que realiza una aportación en cubrir el hueco existente en modelos de optimización probabilista.

Los primeros modelos en aparecer fueron los deterministas, Anderson [1]. A continuación, surgieron los modelos de simulación probabilista como una sofisticación de los anteriores, Baleriaux [6], Booth [11] y Sager [81]. Conviviendo con ambos durante toda su existencia se han utilizado los modelos de simulación cronológica, Noferi [66] y Babb [4]. Es interesante advertir que los métodos de Monte Carlo propuestos para el sistema conjunto de generación y transporte, ver MEXICO (Dodu [25]), ANASEC (Dodu [26]) y SICRET (Noferi [66]), consiguen alcanzar la categoría de probabilistas en base a utilizar, durante un largo periodo de tiempo, un modelo de simulación cronológica sujeto a incertidumbre (situaciones climáticas, indisponibilidades fortuitas, variación de la carga, etc).

Los modelos de optimización representan un compromiso entre el deseo de caracterizar con precisión el comportamiento del sistema y la necesidad de simplificar el modelado para poder aplicar técnicas de optimización. En cierto sentido los modelos de optimización son concebidos como modelos globales, que proporcionan políticas aproximadas, mientras que los modelos de simulación deben refinar estos resultados.

Resulta importante la necesidad de incorporar en los modelos la naturaleza probabilista del sistema. El comportamiento aleatorio de las unidades de generación y de la carga tiene que ser modelado. Debido al fallo de los equipos, las unidades están fuera de servicio durante periodos de tiempo, implicando la necesidad de generación de otras unidades para satisfacer la demanda. Los fallos afectan al consumo de combustible del sistema ya que

diferentes centrales necesitan distintas cantidades y tipos de combustibles. Una diferencia importante de facto (y obviamente motivada por sus características) entre las familias de modelos estriba en la manera de tratar el fallo aleatorio de los grupos de generación. En los modelos llamados deterministas la potencia de cada grupo simplemente se reduce en la cantidad adecuada para tener en cuenta su probabilidad de fallo. Los resultados que proporcionan son correctos para las unidades de base pero aparecen errores importantes en el tratamiento de las centrales de punta. En los modelos llamados probabilistas, y más específicamente en los modelos de simulación probabilista (no cronológica), la potencia no se reduce, sino que mediante un sofisticado procedimiento se tienen en cuenta todas las combinaciones de fallo o funcionamiento de los grupos. De forma genérica se podría afirmar que los modelos de optimización han sido históricamente deterministas y los de simulación probabilistas.

La aleatoriedad en la demanda del consumo también ha de tenerse en cuenta. En modelos de simulación ésta se trata mediante funciones de probabilidad. En los dos primeros tipos de modelos, optimización determinista y simulación probabilista, se trabaja con la demanda representada en forma de curva duración-carga, que refleja las diferentes probabilidades de alcanzar distintos niveles de demanda. Mientras que en los modelos de simulación cronológica se utiliza básicamente la curva horaria y se sortea el momento del periodo, que llevará asociado una demanda esperada. Además, se podría sortear también una variación sobre ese nivel de demanda.

En los modelos de simulación cronológica las ocurrencias de sucesos de la explotación simulada, como pueden ser fallos y reparaciones de los grupos, se determinan por variables aleatorias con distribuciones ajustadas en función de ciertos parámetros. Cada simulación, en la que se calculan los costes y energías producidas, representa un posible funcionamiento del sistema durante un intervalo de tiempo. El cálculo de los valores esperados de estos resultados se obtendrá al realizar repetidamente simulaciones del sistema eléctrico hasta lograr unos intervalos de confianza aceptables.

La simulación cronológica permite determinar si el sistema es físicamente capaz de suministrar la demanda esperada y estimar su coste de explotación. Recoge completamente los efectos de la explotación y despacho del sistema y reconoce explícitamente las dependencias temporales, pero no optimiza variables asociadas a ellas. Los modelos de simulación cronológica evalúan el cumplimiento de los objetivos de la explotación al analizar el sistema más realísticamente pero no son capaces de alterarlos en función de criterios económicos, de fiabilidad u otros. Así por ejemplo, pueden simular con detalle el proceso de bombeo y

turbinación de energía en una semana dada y comprobar si con los grupos acoplados y conocidas sus características técnicas se puede lograr el objetivo definido económicamente como óptimo. Sin embargo, no son capaces de valorar económicamente la variación en los niveles de energía, que pudieran ocasionar una modificación en los niveles óptimos determinados por otro tipo de modelos. Por lo tanto, se utilizarán preferentemente como programas de validación en el corto plazo, inferior a cuatro semanas, de otros de menor detalle y más largo plazo.

Si citáramos ejemplos de modelos utilizados industrialmente y con capacidad para analizar grandes sistemas eléctricos como el peninsular español, podríamos mencionar:

- modelos de **optimización deterministas**

SIMON	(Zabalza [100])
CODENE-MODEX	(IIT [42])

- modelos de **simulación probabilista**

ORSIM	(Turnage [87] y Prince [71])
SYSGEN	(Finger [31])
PROSIMO	(IIT [41])
EGEAS	(MIT [62])

- modelos de **simulación cronológica**

POWRSYM	(Babb [5])
BENCHMARK	(Jenkins [48])

Las referencias citadas describen en detalle sus características.

La importancia concedida en la tesis al último tipo de modelos es muy inferior a la de los anteriores. Esto es debido al esfuerzo volcado por parte de investigadores hacia los dos primeros tipos de modelos, situación que se acentúa en el caso español.

Las comparaciones a efectuar en esta tesis se centran fundamentalmente en los dos primeros tipos, optimización determinista y simulación probabilista, las de mayor interés actual en el ámbito de investigación. Las comparaciones se harán atendiendo a diferentes

medidas de su capacidad de modelado, descritas en la sección 2.4, utilizando en lo posible como patrón de medida un modelo de referencia ideal de tipo optimización probabilista, desarrollado para la tesis. Los aspectos de dependencias entre periodos serán tratados sólo colateralmente en la misma.

Por otra parte, dado que un objetivo muy importante de esta tesis es presentar resultados numéricos producto de las comparaciones realizadas en su aplicación al caso español, se han utilizado para estas pruebas modelos disponibles y sobre los que el autor tiene un profundo conocimiento por haber participado en su desarrollo o haber introducido en ellos modificaciones importantes. Desde esta perspectiva se han escogido tres modelos de explotación existentes -PROSIMO, MODEX y el modelo de explotación incluido en EGEAS- para efectuar las comparaciones numéricas, además de los desarrollados en el curso de la realización de la tesis. Es de destacar la capacidad de estos modelos y su adaptabilidad al sistema eléctrico español. Por otra parte, son modelos actuales y todavía vivos, en los que se efectúan continuas mejoras. Se han considerado también otros modelos de los que se dispone de documentación para obtener conclusiones cualitativas.

2.4 Criterios para las comparaciones entre modelos

Una finalidad de la presente tesis es analizar críticamente la aplicación de los modelos de explotación conocidos en función de la utilización para la que se destinen y de las características técnico-económicas del sistema eléctrico peninsular español. Para realizar la comparación entre los diferentes modelos es necesario definir los puntos clave que caracterizan un modelo de explotación. Esta comparación permitirá extraer conclusiones globales de adecuación de los modelos a las características del sistema eléctrico nacional y de validez de las metodologías usadas al afrontar la decisión de planificación de la explotación de los grupos de generación.

Las comparaciones a efectuar entre los diferentes tipos de modelos o sus implantaciones informáticas serán tanto **cualitativas** como **cuantitativas**. Las primeras definirán las capacidades o posibilidades de cada uno atendiendo a sus características intrínsecas. Las segundas evaluarán numéricamente algunas de las capacidades anteriores. Estas son mucho más difíciles de realizar pues cada modelo elegido presenta condicionamientos específicos que resultan costosos de aislar en el momento de efectuar las comparaciones.

Se enumeran a continuación un conjunto de capacidades que van a permitir la comparación entre modelos, citándose en cada una las alternativas más claras que se discutirán:

- Consideración de criterios de despacho en la explotación de los grupos en servicio y prioridades definidas en la utilización de los mismos.
Tratamiento dado a los mínimos técnicos de los grupos.
- Modelado del parque térmico de generación y grado de desagregación empleado (agregación por equipos o tratamiento individualizado).
Separación de los grupos en puntos de válvula o bloques de potencia.
Consideración de posibilidad de paradas en fin de semana.
- Modelado del parque hidráulico (agregación en un equipo único, división por cuencas o subcuencas con características hidrológicas similares o tratamiento individualizado).
Modelado explícito del acoplamiento entre periodos que supone la gestión del producible hidráulico.
Tratamiento de la incertidumbre en las aportaciones.
- Modelado del equipo de bombeo, puro y estacional. Separación por grupos.
Optimización de la energía a bombear en el periodo.
- Cálculo de índices o medidas de la fiabilidad del sistema eléctrico.
- Precisión en la representación de la demanda prevista mediante la curva duración-carga (aproximándose ésta numéricamente, analíticamente en función de sus cumulantes o linealmente por escalones).
- Capacidad y facilidad para el análisis de sensibilidad en ciertos parámetros.
- Programación del mantenimiento de las unidades con criterios de fiabilidad, para equilibrar margen de reserva o probabilidad de pérdida de carga, o con criterios económicos.
- Requerimientos de tiempo de cálculo, en función de la técnica utilizada y del nivel de detalle alcanzado.

A continuación en la tabla 2.1 se presentan de manera esquemática los principales elementos diferenciadores utilizados en la comparación crítica de los modelos efectuada en esta tesis.

Los modelos de explotación pretenden reproducir fielmente la realidad de la explotación de un sistema eléctrico asumiendo ciertas simplificaciones dado el ámbito temporal para el que se utilizan. Sin embargo, existen ciertas características, con importancia real en el caso español, que se han detectado como difíciles de introducir en los modelos estudiados y que no se han visto apenas reflejadas en la literatura técnica. En una de éstas, la consideración de los criterios de explotación y el tratamiento de los mínimos técnicos, se ha puesto especial énfasis en esta tesis. Para ello se han desarrollado dos modelos que evalúan la importancia de un tratamiento adecuado de los mínimos técnicos en los modelos de explotación. El primero de ellos se ha definido como modelo de referencia. El segundo modelo desarrollado realiza una optimización del orden de carga en un modelo de simulación probabilista con un tratamiento explícito de los mínimos técnicos.

Tabla 2.1. Elementos diferenciadores en la comparación de modelos.

•	Orden de carga de los grupos. optimización de múltiples órdenes optimización de un único orden criterio heurístico para orden único
•	Modelado del parque térmico. nivel de agregación (grupos, equipos) tratamiento de la aleatoriedad (determinista, probabilista)
•	Modelado del parque hidroeléctrico. nivel de agregación (equipo, cuencas/subcuencas, grupos) tratamiento de la aleatoriedad en aportaciones (probabilista, determinista)
•	Modelado del equipo de bombeo. nivel de agregación (equipo, grupos) bombeo de ciclo semanal bombeo de ciclo estacional
•	Medidas de fiabilidad. probabilistas deterministas
•	Representación de la monótona de demanda. aproximación numérica aproximación analítica aproximación por escalones
•	Programación del mantenimiento. criterio económico criterio de fiabilidad margen de reserva probabilidad de pérdida de carga
•	Capacidad de análisis de sensibilidad.
•	Requerimientos de cálculo. muy bajo medio muy alto

CAPITULO 3

3 MODELO DE REFERENCIA3.1 Características del modelo

Este modelo, denominado de referencia, es de tipo **optimización probabilista** con un único período. Permite combinar las características deseables de modelos de simulación probabilista y de optimización determinista, siendo su inconveniente el que sus requerimientos de cálculo son elevados, al menos en su forma actual de prototipo. En el modelo no se consideran las dependencias entre períodos.

Idealmente este modelo podría incluir todas las incertidumbres y optimizaciones de interés. Sin embargo, se ha decidido introducir solamente aquellas características que permiten establecer las comparaciones de mayor relevancia entre modelos de simulación probabilista y de optimización determinista. Estas son las siguientes:

- incertidumbre en la generación, resuelta aquí mediante simulación explícita tipo Monte Carlo, esto es, repitiendo la evaluación determinista de escenarios generados aleatoriamente, en un número necesario para conseguir convergencia en los resultados.
- incertidumbre en la demanda, que el modelo de referencia resuelve definiendo adecuadamente la curva duración-carga para el período en consideración. Aunque no se ha introducido en el modelo, no habría dificultad conceptual en hacer uso de curva de distribución de frecuencia de los niveles de la carga para obtener la frecuencia de arranques/paradas por causa de la variación en la demanda.
- optimización económica del orden de carga atendiendo a restricciones de mínimos técnicos, reserva rodante, costes de acoplamiento, división de los grupos en bloques y modelado de sus dependencias. Se establecen penalizaciones económicas para las situaciones de violación de las restricciones.

Además se podrían haber incluido sin dificultad conceptual alguna, como se hace en la referencia Ramos [77]:

- estocasticidad en los producibles hidráulicos, mediante la realización de un sorteo en función de las probabilidades de ocurrencia de cada producible considerado.
- optimización de la energía a bombear por razones económicas, tanto asociadas a costes variables como a necesidades de mínimos técnicos.

También podría haberse introducido en el modelo una división en diversos subperíodos, considerando las variables de decisión de acoplamiento de los grupos en los mismos y los costes adicionales de pasar de condición de desacoplamiento a la de acoplamiento, para un mismo estado de disponibilidad del sistema eléctrico. De esta manera, sin excesiva complejidad sobre el modelo actual, se puede optimizar un conjunto de varios subperíodos simultáneamente. Este modelo tendría la característica de optimización probabilista en un período y optimización de la dependencia entre subperíodos, por lo que presentaría ventajas sobre el resto de tipos de modelos que han sido mencionados.

El modelo de referencia optimiza la explotación (entendiendo por optimización la minimización del coste) de los grupos generadores, considerando su fallo aleatorio, las restricciones a la explotación impuestas por los mínimos técnicos, las características no lineales de la demanda, los diferentes costes variables de los bloques o puntos de válvula de los grupos y su coste de acoplamiento, así como penalizaciones económicas por defecto de reserva rodante o por exceso de potencia de mínimos técnicos por encima de la demanda mínima (energía excedente en valle).

El óptimo económico se determina escogiendo entre los grupos disponibles en un sorteo dado aquellos que producen un coste mínimo de explotación, acoplando unos grupos y dejando de acoplar otros.

Esta optimización tiene por objetivo la minimización de los costes de explotación del conjunto de grupos para satisfacer una demanda especificada en un período de estudio determinado. Los costes considerados son:

- los costes variables debidos a la energía producida por los grupos
- el coste por energía no suministrada

(ambos costes son no lineales con respecto a las potencias utilizadas y a las variables de acoplamiento debido a la característica no lineal de la curva duración-carga)

- los costes fijos de acoplamiento de los grupos
- la penalización por defecto de reserva rodante de la potencia disponible con respecto a la demanda máxima más un cierto margen de reserva
- la penalización por exceso de potencia de mínimos técnicos con respecto a la demanda mínima

(estos otros costes son lineales con respecto a las variables de acoplamiento y defecto de potencia rodante y exceso de mínimos técnicos).

Los costes de acoplamiento hacen que no se acoplen más grupos de los necesarios para satisfacer la demanda y las restricciones impuestas. Si al modelo se le introdujera la función de densidad de la frecuencia de la carga se podrían evaluar los costes de arranque/parada de los grupos tal como se puede realizar en un modelo de simulación probabilista.

Las restricciones consideradas, que permiten lograr un despacho suficientemente realista para los grupos, son las siguientes:

- la potencia utilizada para cada grupo acoplado ha de estar comprendida entre su mínimo técnico y su potencia disponible
- la suma de las potencias de los mínimos técnicos de los grupos acoplados ha de ser menor que la demanda mínima más un exceso máximo permitido (estando este exceso penalizado)
- la suma de las potencias utilizadas de cada grupo más la potencia no suministrada ha de ser igual a la demanda máxima
- la suma de las potencias disponibles de los grupos acoplados más el defecto de reserva rodante ha de ser igual a la demanda máxima multiplicada por un margen de reserva (el defecto está penalizado)

Esta última restricción se impone para mantener una reserva de explotación mínima al realizar el despacho de todos los grupos bajo la curva duración-carga. Sin dificultad podría formularse una restricción más sofisticada dependiente de los grupos disponibles en el

momento y de la demanda esperada (como podría ser el grupo acoplado de mayor potencia en ese sorteo o relajar la restricción en caso de numerosos o graves fallos).

El despacho de los grupos de generación bajo la curva duración-carga para calcular sus costes de explotación se muestra en la figura 3.1. En primer lugar se cargan los mínimos técnicos ordenados por costes variables crecientes. Sus puntos de carga, esto es, las horas de acoplamiento de un grupo, se identifican explícitamente (u'_i). La suma de los mínimos técnicos puede sobrepasar la demanda mínima D_m hasta un cierto valor. A continuación se despachan los segundos bloques de potencia también ordenados entre sí por razón de sus costes. Sus puntos de carga se denominan U'_i . Después de despachar sobre la curva los grupos de generación, se identifica la potencia no suministrada P_{N+1} .

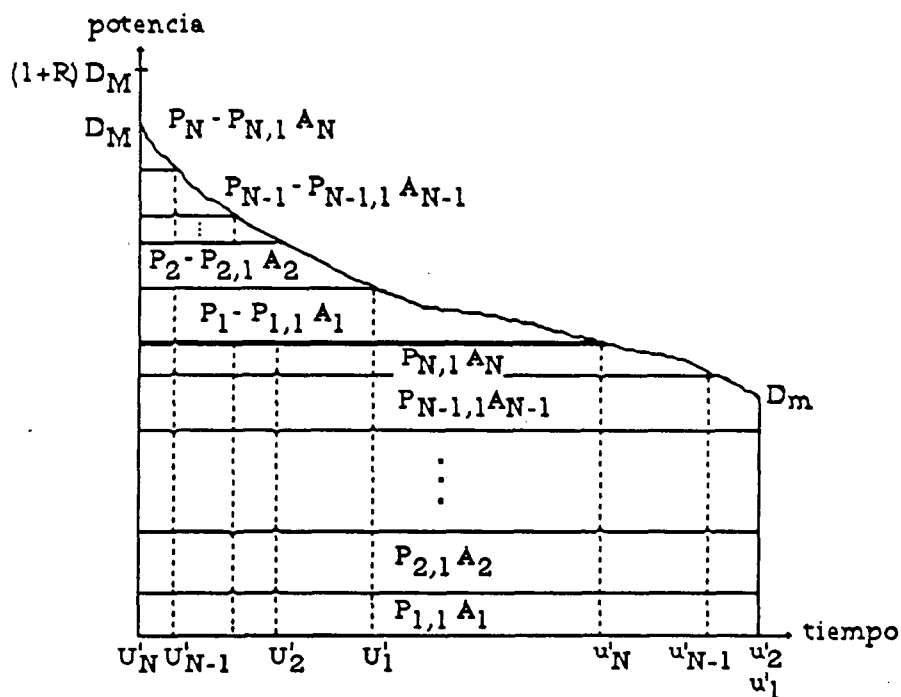


Figura 3.1. Despacho de los grupos disponibles y acoplados bajo la curva duración-carga.

Matemáticamente el problema se puede formular del siguiente modo:

$$\min \underbrace{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{nb} (E_{i,j} v_{i,j}) + E_{N+1} v_{N+1}}_{\text{lineal}} + \underbrace{\sum_{i=1}^N (A_i c_i T) + P_m^e c_m^m T + P_R^d c^R T}_{\text{no lineal}} \quad (3.1)$$

siendo A_i , P_i , P_{N+1} , P_m^d , P_m^e , P_R^d y P_R^e las variables del problema y donde $E_{i,j}$ y E_{N+1} son funciones no lineales (debido a la no linealidad de la curva duración-carga) de las variables A_i , P_i y P_{N+1} .

sujeto a las restricciones siguientes:

$$P_{i,1} A_i - P_i \leq 0 \quad i=1, \dots, N \quad (3.2)$$

$$P_{i,d} A_i - P_i \geq 0 \quad i=1, \dots, N \quad (3.3)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,1} A_i) + P_m^d - P_m^e = D_m \quad (3.4)$$

$$\sum_{i=1}^N P_i + P_{N+1} = D_M \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,d} A_i) + P_R^d - P_R^e = (1+R) D_M \quad (3.6)$$

donde

A_i	variable que define el acoplamiento del grupo i . Su valor ha de estar comprendido entre 0 (grupo no acoplado) y 1 (grupo acoplado).
c_i	coste fijo de acoplamiento del grupo i por unidad de tiempo.
c_m	penalización por exceso de potencia de mínimos técnicos con respecto a la demanda mínima por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
c^R	penalización por defecto de reserva rodante por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
D_M	demanda máxima.
D_m	demanda mínima.
$E_{i,j}$	energía generada por el bloque de potencia j del grupo i .

E_{N+1}	energía no suministrada.
i	índice del número de grupo.
j	índice del número de punto de válvula o bloque de un grupo.
N	número de grupos térmicos.
nb	número de bloques de potencia o puntos de válvula de los grupos.
P^d_m	defecto de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
P^d_R	defecto de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
P^e_m	exceso de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
P^e_R	exceso de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
P_i	potencia utilizada del grupo i .
$P_{i,1}$	potencia del mínimo técnico del grupo i .
$P_{i,d}$	potencia disponible del grupo i . Puede ser igual a su potencia de mínimo técnico o a su potencia nominal, dependiendo de la situación de fallo parcial o funcionamiento respectivamente. Si el grupo está indisponible totalmente se considerará no acoplado.
P_{N+1}	potencia no suministrada. Diferencia entre la demanda máxima y la suma de las potencias utilizadas de los grupos acoplados.
R	margen de reserva rodante.
T	duración del periodo de estudio.
$v_{i,j}$	coste variable del bloque de potencia j del grupo i .
v_{N+1}	coste variable de la energía no suministrada.

Todas las variables del problema son positivas, estando algunas de ellas acotadas. Además, la variable que define el acoplamiento de un grupo está restringida a ser entera con valor 0 ó 1.

$$A_i \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases} \quad i=1,\dots,N \quad (3.7)$$

El resto de las variables son continuas.

Por otra parte, únicamente se permite exceso de mínimos técnicos sobre la demanda mínima hasta un cierto valor P^e_m

$$P_m^e \leq P_m^e \quad (3.8)$$

El número de variables es $2N+5$ ($A_i, i=1,\dots,N; P_i, i=1,\dots,N; P_{N+1}; P_m^d; P_m^e; P_R^d; P_R^e$), de ellas $2N+1$ ($A_i, i=1,\dots,N; P_i, i=1,\dots,N; P_{N+1}$) intervienen, aunque no explícitamente, en la parte no lineal de la función objetivo (f.o.) mientras que las otras o bien no están en la f.o. (P_m^d, P_R^e) o bien se encuentran únicamente en la parte lineal (P_m^e, P_R^d). El número de restricciones (todas ellas lineales) es $2N+3$. El número de coeficientes no nulos de las variables en las restricciones es $7N+5$. Para el sistema eléctrico peninsular con 86 grupos, los coeficientes no nulos de la matriz ocupan un 2 % únicamente. La matriz de los coeficientes de las restricciones muestra el aspecto indicado en la figura 3.2 al representar únicamente los coeficientes no nulos. Se trata, por consiguiente, de una matriz cuasi vacía, cuya especial estructura es conveniente explotar adecuadamente.

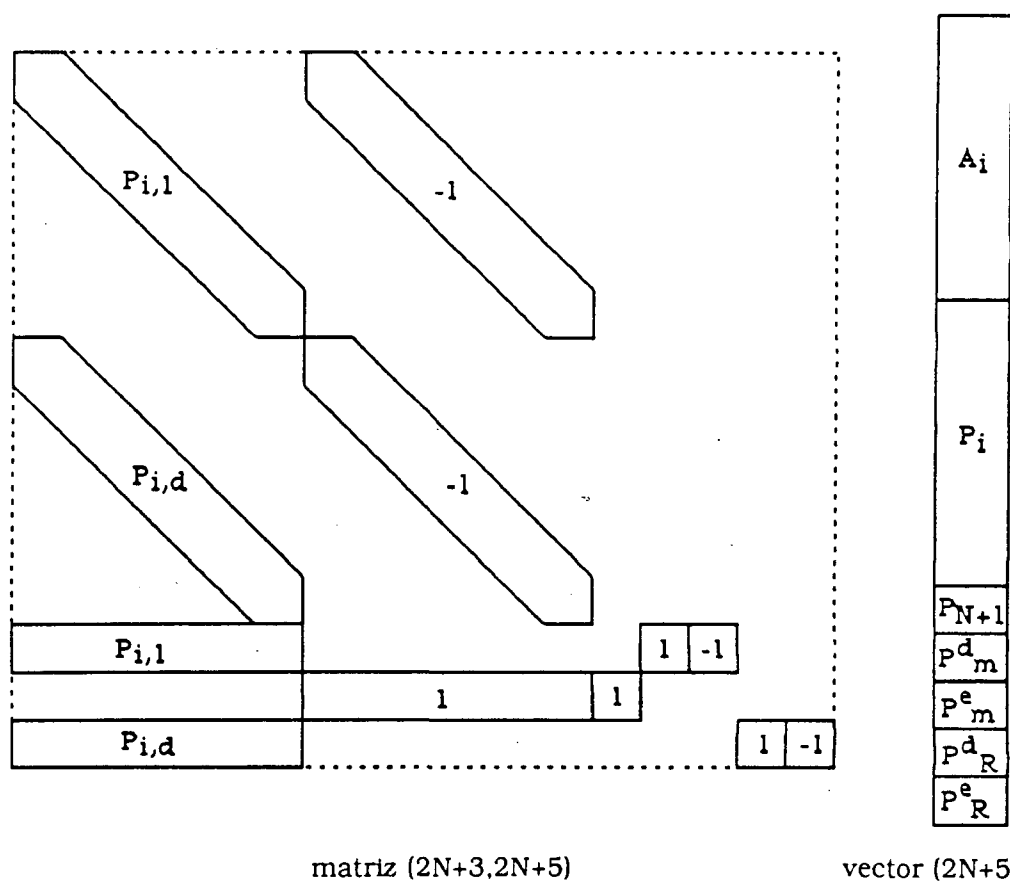


Figura 3.2. Coeficientes no nulos de la matriz de las restricciones y variables del modelo

Existe, en cierta manera, un conflicto entre respetar la restricción de demanda mínima y la de demanda máxima. Entre ambas restricciones existe un desacoplamiento temporal, una se dará en horas valle y la otra en punta. Si se prevén situaciones de pérdida de carga se acoplan más grupos, se genera con energía hidráulica almacenada, etc pero no se consideran problemas de mínimos técnicos. Sin embargo, existe un acoplamiento económico debido a los grupos térmicos acoplados a la red en ambas situaciones, ésta es la situación considerada por el modelo. A través del modelado explícito de la dependencia temporal dentro de un período se podría tratar el problema de desacoplamiento entre punta y valle en la evaluación de la energía no suministrada esperada.

La restricción de demanda máxima en un caso como el del sistema español, con gran capacidad hidroeléctrica instalada, no puede ser considerada dura puesto que existe flexibilidad debido a la potencia hidráulica. La restricción de los mínimos técnicos también dispone de esa flexibilidad por la posibilidad de bombear energía en horas valle hasta un cierto valor y de forma antieconómica. Económicamente tiene mayor importancia la energía no suministrada. El modelo de referencia permite calcular la energía no suministrada esperada, sin embargo, su utilización se ha enfocado para evaluar la importancia de las alteraciones en las producciones originadas por los mínimos técnicos. Se da un peso importante a la penalización por exceso de capacidad de mínimos técnicos con respecto a la demanda mínima frente a la penalización por defecto de reserva rodante. Utilizándolo de esta manera se evita que el modelo pueda obtener un orden no realista, aun siendo el óptimo económicamente, por haber colocado en lugares prioritarios del orden de carga grupos con elevados costes en razón de sus bajos mínimos técnicos. Ello se debe a la no consideración de la flexibilidad en la explotación que proporciona la potencia hidráulica. Se evitan grandes cambios en la ordenación económica de los grupos. Como contrapartida, pueden aparecer situaciones en que exista una pequeña cantidad de energía no suministrada. Claramente en la explotación del sistema no se permitiría esta situación y, por consiguiente, los números que proporciona el modelo para la energía no suministrada esperada son superiores a los que se producirían en la realidad por insuficiencia de capacidad y a los que calculan otros modelos que no consideren el problema de los mínimos técnicos. Una posibilidad alternativa es considerar en el modelo toda la potencia hidráulica disponible y asignarle el coste de sustitución del agua, que será el coste marginal del grupo térmico acoplado más caro, cuando se sobrepase el valor de la potencia hidráulica programada prefijada para el período.

Una posible solución de modelado para solventar este problema, ya comentada previamente como posible, sería dividir la curva duración-carga del período en varios subperíodos más homogéneos (horas valle-horas punta, días laborables-días festivos, por

ejemplo). De esta manera se evita la inflexibilidad que representa una misma situación de acoplamiento de los grupos en un período amplio único. Asociado a la división en subperíodos sería necesario introducir los costes de parada y arranque de los grupos que acoplan los subperíodos entre sí.

Este modelo no considera los acoplamientos entre períodos. El período de estudio más razonable será el típico de un modelo de planificación de la explotación a medio plazo, es decir, desde detalle semanal hasta intervalo anual. No incluye, por lo tanto, características de modelos de despacho económico o de programación horaria como pueden ser rampas de subida y bajada de carga de los grupos, ni tiempos ni costes (tal como está en la actualidad) de arranque y parada de los mismos. Además considera situaciones estáticas de funcionamiento o fallo de los grupos, sin estudiar el proceso de transición entre ambos. La disponibilidad (e indisponibilidad) de los grupos que se utiliza para realizar el sorteo es el valor medio de la disponibilidad en un plazo de tiempo amplio. Representa la fracción de veces con respecto al total que se encuentra en funcionamiento el grupo supuesto que se observa la situación del mismo un número de veces suficientemente grande. Por el mismo razonamiento, en modelos de planificación a medio plazo se representa la demanda mediante curvas duración-carga, que dan la probabilidad de que la demanda sea mayor o igual a un determinado valor ignorando la sucesión horaria, en lugar de curvas horarias de consumo.

Dado que el objetivo principal perseguido al desarrollar el modelo es el establecimiento de comparaciones entre diferentes tipos de modelos de explotación desde el punto de vista algorítmico, de capacidades de modelado y de precisión en los resultados, no se ha pretendido complicar el modelado de la explotación con la inclusión de grupos hidráulicos y de bombeo. Por consiguiente, en este modelo se recogen únicamente los grupos térmicos, siendo conceptualmente sencillo el tratamiento de grupos hidráulicos y de bombeo dentro del mismo. Un modelo, hasta cierto punto análogo al mostrado aquí, utilizado para planificación estática de la expansión de la generación incluyendo grupos hidráulicos y de bombeo se ha propuesto en Ramos [77]. De hecho en un sistema eléctrico como el nacional con limitaciones en la explotación debidas a los mínimos técnicos, los grupos de bombeo tienen una importancia especial puesto que ayudan a relajar esta restricción.

La optimización del despacho de las centrales hidráulicas ante los múltiples estados de disponibilidad analizados requiere la elección del grupo térmico inmediatamente anterior (esto es, aquél que coincide con el precio sombra de la energía hidráulica media disponible) en el orden de carga. Esta se puede realizar de forma aproximada con algún sencillo cálculo previo. Por otra parte y aprovechando el método de simulación empleado, se puede modificar

la potencia y energía a utilizar por las centrales hidráulicas en función del estado de disponibilidad resultante del sorteo Monte Carlo. Esto permite introducir medidas correctoras con la generación hidráulica ante contingencias de la generación térmica.

Este modelo de optimización probabilista puede convertirse en cualquiera de los menos sofisticados modelos de optimización determinista o simulación probabilista con sólo efectuar ciertas simplificaciones. De hecho, para el modelo de referencia sencillo desarrollado en la tesis si se anularan todas las restricciones planteadas (como son las asociadas a los mínimos técnicos y la que mantiene la reserva) los resultados proporcionados por él serán iguales a los obtenidos por otro de simulación probabilista, con la ventaja para el segundo de requerir un tiempo de cálculo mucho menor. Para conseguir un modelo determinista de optimización bastaría considerar una única situación del sistema con las potencias de los grupos reducidas por su disponibilidad.

3.2 Método de optimización

3.2.1 Procedimiento general

Este modelo de minimización de los costes de explotación de un sistema eléctrico se plantea como un problema de programación entera mixta, con algunas variables discretas -las decisiones de acoplamiento de los grupos- y otras variables continuas -las decisiones de potencia utilizada por los grupos acoplados-, entre otras.

Este tipo de problemas se puede resolver mediante técnicas de descomposición, ver referencias Bradley [12] y Shapiro [83] para su descripción matemática, y Côté [19] y Bloom [8] para su aplicación a sistemas eléctricos. De esta manera se transforma en dos problemas que se resuelven separadamente y cuyos parámetros comunes se ajustan iterativamente, uno maestro de programación cero-uno (resoluble mediante técnicas especiales, ver Kuester [52], Land [54] y Marsten [61]) y otro el subproblema de programación no lineal (actualmente con métodos eficaces de resolución, Gill [34] y Dembo [22]). Esta metodología, que utiliza el algoritmo de descomposición generalizada de Benders, presenta desventajas debido a su comportamiento insatisfactorio en cuanto a convergencia en la obtención de la solución y, por consiguiente, en el tiempo de cálculo necesario.

Otra posibilidad de descomposición de otro tipo y que se muestra eficaz para este modelo es la técnica del **branch and bound** (también llamada de **separación y evaluación progresiva**) que permite explorar sistemáticamente el problema de optimización en variables continuas exclusivamente hasta conseguir una solución discreta.

A continuación se presentan los principales módulos que constituyen este modelo de coste de explotación analítico (MCEA) de referencia. El primero es el módulo de optimización en variables continuas, que determina el coste de explotación óptimo relajando la restricción de que las variables de acoplamiento de los grupos sean enteras tipo 0/1, en la sección 3.2.2. Seguidamente se explica el proceso de optimización en variables discretas, que utiliza un algoritmo de *branch and bound* (b&b de ahora en adelante) para lograr el óptimo, en la sección 3.2.3. Por último, se menciona el tratamiento dado a la incertidumbre, ver sección 3.3, causada entre otras razones por el fallo aleatorio de los grupos dentro de este modelo de explotación, basado en un proceso de simulación explícita de tipo Monte Carlo. La figura 3.3 representa el esquema global del modelo de explotación y sus módulos correspondientes.

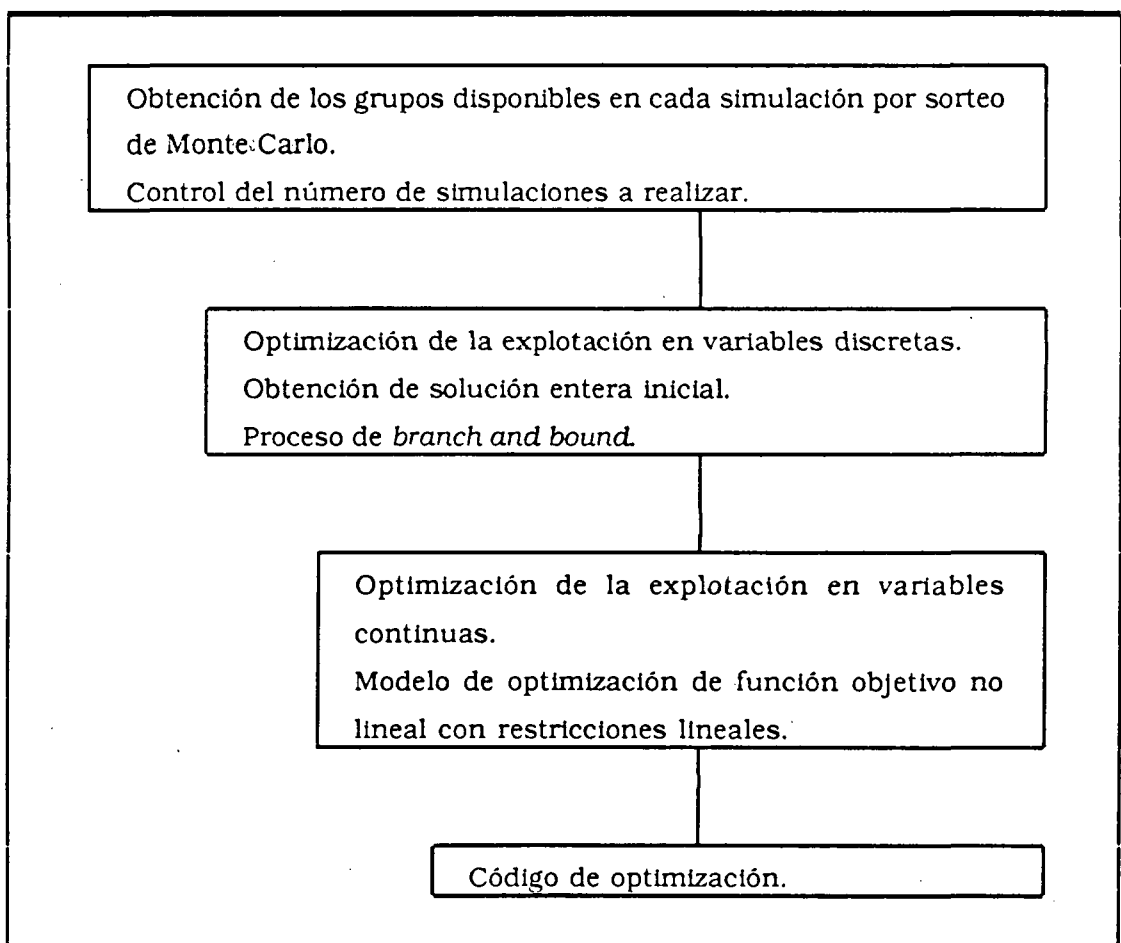


Figura 3.3. Esquema global del modelo de explotación de referencia.

3.2.2 Optimización en variables continuas

En el planteamiento del problema de optimización en variables continuas la restricción (3.7), que obliga a las variables de acoplamiento a ser enteras, se relaja. Ahora aparece expresada de la siguiente manera:

$$0 \leq A_i \leq 1 \quad i=1, \dots, N \quad (3.9)$$

El problema de optimización de los costes de explotación del sistema eléctrico se presenta como minimización de una función objetivo no lineal (expresión 3.1) sometida a restricciones lineales (ecuaciones 3.2 a 3.6 y 3.8 a 3.9):

$$\begin{aligned} & \min_x z(x) \\ \text{sujeto a:} & \\ & Ax \geq B \\ & x_{\text{inf}} \leq x \leq x_{\text{sup}} \end{aligned} \quad (3.10)$$

donde x son las variables independientes del problema (variables de acoplamiento y potencias utilizadas, entre otras). Existe un procedimiento establecido, no escrito explícitamente en términos de x pues es más fácil comprenderlo a partir de la figura 3.1, para calcular el coste de explotación del sistema, $z(x)$, en función de estas variables.

Esta formulación es aceptada por algunos códigos de optimización como MINOS, aplicables a problemas de optimización de elevada dimensión no necesariamente lineales, ver Murtagh [65].

MINOS es un programa de optimización, para obtener la solución de sistemas lineales y no lineales cuasi vacíos en problemas de gran tamaño. La función objetivo y las restricciones pueden ser lineales o no lineales. Las funciones no lineales deben ser continuas y sus gradientes pueden ser introducidos por el usuario. En todo el programa se emplean métodos numéricos estables. Entre sus características se incluye un nuevo paquete de manejo de la factorización LU de la matriz base (cuasi vacía), la escalación automática de todas las restricciones y la estimación automática de algunos o todos los gradientes. Las cotas superior e inferior de las variables se manejan de manera eficiente. Los formatos de los ficheros de las restricciones y datos iniciales son compatibles con el formato estándar industrial, denominado MPS. Utiliza una combinación de algoritmos de gradiente reducido y cuasi Newton para resolver el problema.

El cálculo del valor de la f.o., esto es, los costes de explotación, y de sus derivadas se realiza en una subrutina desarrollada por el usuario llamada frecuentemente en el proceso de optimización. Este cálculo implica la realización de un modelo de coste de explotación con el despacho de todos los grupos disponibles y acoplados bajo la curva duración-carga y con un orden de carga fijado por los costes variables de cada bloque de generación. En la figura 3.1 se mostró el despacho de los grupos, donde primero se cargan los mínimos técnicos ordenados por costes variables crecientes y a continuación los segundos bloques de potencia también ordenados entre sí en razón de sus costes.

La eficacia de este código de optimización puede mejorarse sustancialmente al proporcionarle las expresiones analíticas de las derivadas parciales de la f.o. con respecto a las variables independientes.

MINOS realiza además el cálculo de las variables duales del problema de optimización, es decir, los precios sombra de las restricciones. Estos valores son importantes para determinar el valor económico de relajar una restricción.

3.2.2.1 Implantación informática

El programa de optimización MINOS requiere la especificación, en un formato estándar, de los nombres de variables y restricciones del problema, de los coeficientes de las restricciones y la parte lineal de la f.o., así como de las cotas de las restricciones y de las variables. Además se le puede introducir una solución factible inicial para reducir el tiempo de búsqueda del óptimo. Aquí una solución inicial sencilla de obtener y frecuentemente óptima simplemente consiste en ir acoplando los grupos disponibles por orden económico hasta cubrir la carga, mientras se vayan respetando las restricciones.

Para mejorar el comportamiento numérico en su resolución se ha realizado la escalación de todas las variables del problema entre 0 y 1. Por ejemplo, las potencias de los grupos se utilizan en GW y los costes se dividen por las horas del período de estudio. Esta escalación natural de las variables ha permitido evitar el mal condicionamiento típico de los grandes problemas de optimización. En su aplicación a este modelo se han obtenido sustanciales mejoras.

Para el buen funcionamiento en la resolución se han ajustado una serie de parámetros específicos del programa de optimización para adecuarlos a las características del problema planteado. Los datos del sistema eléctrico nacional tanto de la generación como de la demanda utilizados en el caso de estudio se detallan en el apéndice D.

Entre los parámetros más importantes del programa de optimización modificados, cuyo significado preciso aparece descrito en el manual de usuario -Murtagh [65]-, se citan los siguientes:

- Número de variables superbásicas: está relacionado con la no linealidad del problema. Se fija como valor máximo a $N+5$ para evitar la excesiva dimensionalidad inicial del problema.
- Precisión en la evaluación de la función objetivo: representa el número de cifras significativas con que ésta se calcula. Se ha fijado a 1.10^{-8} .
- Incremento dado a los valores de las variables para estimar los gradientes de la función objetivo con respecto a ellas. Se toma un valor de 1.10^{-4} . Con este valor el incremento real dado a la variable suele estar en torno a 1.10^{-8} ó 1.10^{-9} dependiendo del valor de cada variable.
- Tolerancia en la función objetivo para declararla óptima: prefijado a 1.10^{-3} . Este valor se compara con los gradientes reducidos de las variables.
- Tolerancia en la búsqueda de sucesivas soluciones factibles. Se toma como 1.10^{-6} .
- Tolerancia del subespacio: define el alcance en la búsqueda del óptimo para un conjunto dado de variables básicas y superbásicas. Fijada a 1.10^{-6} .

Este modelo ha sido implantado en un ordenador DIGITAL modelo MicroVAX 3500. El programa ha sido escrito en FORTRAN 77 y está compuesto por 1400 líneas de código fuente, aparte del paquete MINOS.

3.2.2.2 Derivadas

Las derivadas parciales de la parte no lineal de la función objetivo con respecto a las variables del problema son importantes en el modelo con vistas a mejorar la rapidez y precisión del código de optimización. Su cálculo además aporta un conocimiento detallado del funcionamiento del modelo de explotación y una valoración económica de las diferentes variables implicadas.

La obtención de las derivadas se puede comprender intuitivamente observando la figura 3.1 y realizando una pequeña perturbación al valor de cada una de las variables. Hay que tener en cuenta que los grupos disponibles acoplados se despachan divididos en dos bloques de potencia: primero, el mínimo técnico, y segundo, el resto hasta completar la potencia utilizada del grupo. Además los mínimos técnicos se colocan ordenados económicamente bajo la demanda mínima (permitiendo una cierta holgura, tal como se indicó anteriormente).

La derivada parcial de la parte no lineal de la f.o. con respecto a la variable de acoplamiento responde a la siguiente ecuación:

$$\frac{d f.o.}{d A_i} = T P_{i,1} \left[\sum_{k=1}^{N-1} u'_k (v_{k,1} - v_{k+1,1}) + u'_N (v_{N,1} - v_{1,2}) + \sum_{k=1}^{i-1} U'_k (v_{k,2} - v_{k+1,2}) \right] \quad (3.11)$$

además si $A_i=0$ ó $P_i=P_{i,1}$ a esta derivada hay que añadirle

$$T P_{i,1} \left[\sum_{k=1}^{N-1} U'_k (v_{k,2} - v_{k+1,2}) + U'_N (v_{N,2} - v_{N+1}) \right] \quad (3.12)$$

La derivada parcial de la f.o. con respecto a la potencia utilizada es la siguiente:

$$\frac{d f.o.}{d P_i} = T \left[\sum_{k=1}^{N-1} U'_k (v_{k,2} - v_{k+1,2}) + U'_N (v_{N,2} - v_{N+1}) \right] \quad (3.13)$$

y la derivada parcial de la f.o. con respecto a la potencia no suministrada es:

$$\frac{d f.o.}{d P_{N+1}} = 0 \quad (3.14)$$

siendo

U'_k punto de carga del segundo bloque de potencia del grupo $k+1$.
 u'_k punto de carga del mínimo técnico del grupo $k+1$.

Con ayuda de la figura 3.1 y siguiendo la idea básica de efectuar una pequeña perturbación positiva al valor de la variable se puede entender la expresión (3.11), por ejemplo. Una perturbación unitaria dada a la variable de acoplamiento implica un aumento diferencial en el coste de la generación del mínimo técnico del grupo perturbado por un valor de $(u'_1 v_{1,1})$ y una disminución del coste de la generación del siguiente grupo por valor de $(u'_1 v_{1+1,1})$. La

perturbación ocasionada al mínimo técnico del grupo i se transmite a todos los mínimos técnicos despachados por encima de él. El primer sumatorio recoge las modificaciones del coste de la generación de los mínimos técnicos. El siguiente elemento, $u'_N (v_{N,1}-v_{1,2})$, muestra el incremento en costes asociado a la transición entre el mínimo técnico del último grupo y el segundo bloque del primer grupo. Por último, el segundo sumatorio engloba los incrementos en la función objetivo ocasionados por las modificaciones sufridas por las generaciones de los segundos bloques de los grupos anteriores al i . Al llegar a éste la perturbación queda absorbida ya que, o bien la potencia utilizada no alcanza la disponible, o bien no se permite sobrepasar la potencia disponible. Sin embargo, cuando no se dan estos casos, expresión (3.12), la perturbación continúa transmitiéndose hasta acabar con todos los segundos bloques y llegar a la potencia no suministrada.

Razonando de manera análoga se pueden entender las otras expresiones de las derivadas, por otra parte más sencillas.

3.2.3 Optimización en variables discretas

Como se ha comentado con anterioridad la principal decisión a tomar en este modelo de explotación es la obtención del subconjunto de grupos acoplados de entre todos los disponibles. Este problema se resuelve mediante la utilización de la técnica del b&b que determina la solución óptima discreta para las variables que definen el acoplamiento mediante llamadas sistemáticas al problema de optimización no lineal en variables continuas.

La implantación del b&b se ha pensado que fuera sencilla por claridad en la programación. Se ha estudiado que potenciales mejoras adicionales, comentadas a continuación, no son determinantes en la reducción del número de evaluaciones del problema no lineal en variables continuas. La referencia Wagner [93] ha sido tomada como punto de partida en la elaboración del b&b.

Esta técnica, sobradamente conocida en investigación operativa, permite plantear sistemáticamente los diferentes problemas de optimización en variables continuas necesarios para resolver el problema en variables discretas y obtener la solución discreta óptima. En cualquier libro general de investigación operativa se puede encontrar una descripción de la misma, ver Wagner [93], Bradley [12] o Rao [78]. Se presenta someramente a continuación la técnica genérica del b&b.

El método del b&b implica una búsqueda sistemática en el espacio completo de las soluciones, divide gradualmente el conjunto de todas las posibilidades en subconjuntos cada vez menores. Todo subconjunto infactible se desecha.

Este método es esencialmente una estrategia de divide y vencerás. La idea subyacente es partir la región factible en subdivisiones donde las variables que deben tener valores enteros vayan tomándolos progresivamente y seguir dividiendo mientras sea necesario. Un problema lineal mixto es aquél que contiene algunas variables restringidas a ser enteras. Por consiguiente, en un problema de minimización, la solución óptima del problema lineal será la cota inferior del problema lineal mixto. Y, por otra parte, cualquier solución entera es cota superior del problema lineal. La idea del b&b es utilizar estas observaciones para dividir reiteradamente la región factible (esto es, obtener ramas o descendientes) y calcular el óptimo basándose en estas subdivisiones. Mediante un sencillo ejemplo se puede ilustrar el procedimiento:

$$\max z = -3x_1 - 2x_2 + 10$$

sujeto a:

$$x_1 - 2x_2 + x_3 = 5/2$$

$$2x_1 + x_2 + x_4 = 3/2$$

$$x_1, x_2, x_3, x_4 \geq 0$$

$$x_2 \text{ y } x_3 \text{ enteras}$$

Al resolver este problema de programación lineal sin considerar que ciertas variables deben ser enteras, el óptimo logrado se produce para $x_1 = x_2 = 0$, $x_3 = 5/2$ y $x_4 = 3/2$, siendo el valor de la f.o. igual a 10. El proceso completo de aplicación del método de b&b para este ejemplo se puede ver en la figura 3.4. Dado que x_3 no es entera la subdivisión lógica que debe definirse ahora es la siguiente $x_3 \leq 2$ ó $x_3 \geq 3$. Se crean, por consiguiente, dos ramas hijas de esta solución. Para cada una de estas particiones se resuelve el problema teniendo en cuenta la restricción añadida asociada a x_3 . Una vez resueltos ambos casos se observa que uno de ellos, $x_3 \leq 2$, produce una solución entera, que se toma como la mejor solución por el momento. El otro todavía no es una solución válida, x_2 no cumple la condición de ser entera, por lo que se necesita crear dos nuevas ramas hijas asociadas a x_2 . La primera haciendo $x_2 \leq 0$ y la segunda $x_2 \geq 1$. Para la primera rama el problema resulta infactible, quedando anulada ésta. Para la segunda el valor de la f.o. obtenida es de 8, valor inferior a la solución entera válida en ese momento, y, por lo tanto, se desecha.

La solución del problema, que satisface la condición de ser enteras las variables x_2 y x_3 , ha sido obtenida en una de las primeras particiones, aunque como se ve es necesario explorar el árbol completo hasta desechar toda posible rama por unas razones u otras.

En el caso del problema de explotación planteado, las variables de acoplamiento de los grupos son enteras 0/1. Por lo tanto, la generación de ramas en el problema se hace fijando a 0 ó a 1 la variable no entera que aparezca al optimizar sin esta restricción.

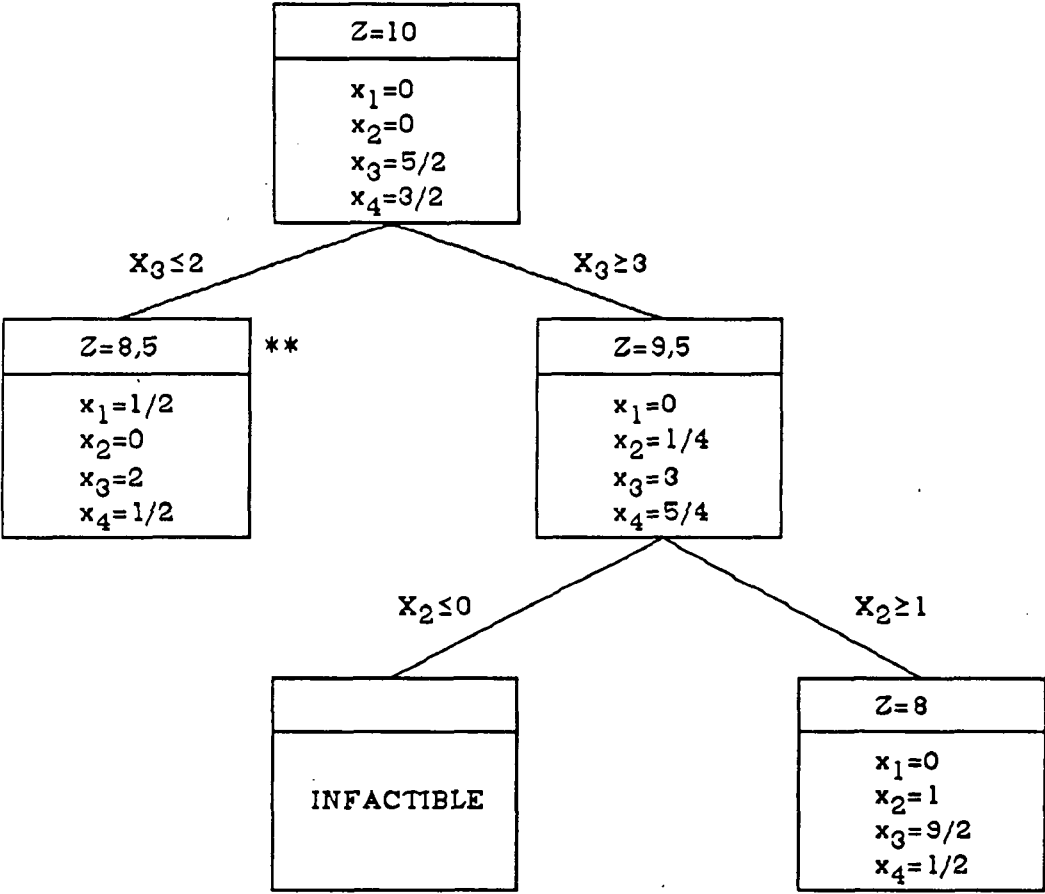


Figura 3.4. Método de branch&bound. Caso ejemplo.

El inconveniente que presenta esta técnica es la cantidad de optimizaciones en variables continuas requeridas para alcanzar el óptimo en variables discretas. Para paliarlo

se han implantado opciones de diseño del algoritmo que permiten reducir drásticamente el número de evaluaciones.

En primer lugar, se utiliza la regla LIFO (last-in, first-out) en la selección de la rama a examinar por su sencillez y buen comportamiento observado. Cuando se han de crear dos ramas descendientes por haber aparecido en la solución óptima un grupo acoplado parcialmente, la última que se crea es aquella que considera el grupo en la situación de acoplamiento más próxima al resultado obtenido en la optimización, para que sea la primera en ser evaluada. Cuando las restricciones toman valores realistas y no extremadamente restrictivos, la ordenación obtenida inicialmente será un buen punto de partida y los cambios a efectuar en el conjunto de los grupos acoplados serán menores. En este caso no es razonable esperar que el número de ramas a examinar se extienda mucho debido a la diferencia entre los costes variables de los grupos, que dará lugar a un aumento progresivo del valor de la f.o. compensable en un determinado momento con la penalización por sobrepasar o no alcanzar alguna cota en las restricciones.

La naturaleza del modelo de explotación exige que en el resultado de una optimización sin restringir (total o parcialmente) las variables de acoplamiento A_i a sus valores enteros, sólo puede aparecer una variable de acoplamiento no entera. Si suponemos que hay dos variables de acoplamiento no enteras, ya que no están limitadas por ninguna cota, el valor de la derivada parcial de la f.o. con respecto a cada una (expresión 3.11) debe ser la misma. En caso contrario, el código incrementaría aquella que le produjera mayor beneficio a costa de disminuir la otra hasta que una de ellas alcanzara una cota. Las expresiones de estas derivadas para dos variables diferentes sólo coincidirán en un caso muy particular de casualidad numérica. Por consiguiente, no puede darse el caso de existir dos variables de acoplamiento no enteras en la misma solución. No obstante, dada la robustez del método de b&b si esto sucediera debido a errores numéricos no ocasionaría más que un aumento del número de ramas a examinar, llegándose al óptimo en cualquier caso. Se ha colocado una salvaguarda en el programa para que si esto sucede la primera rama a evaluar sea la de la variable de acoplamiento más próxima a su cota correspondiente.

Otra posibilidad para aumentar la eficacia del algoritmo sería la de examinar la rama con solución de menor valor de la f.o.. Sin embargo, ésta se ha desechado por el consumo de tiempo que supone la ordenación de la lista de ramas no examinadas según su valor de la f.o. y, sobre todo, porque esta regla no permite disminuir el número de ramas a examinar.



Se ha introducido, también, la posibilidad de desechar una rama con solución óptima no entera pero con valor de la f.o. muy próximo, aunque inferior, a la cota superior del b&b. Esta solución se desecha por parecer poco prometedora y contribuir en gran manera a disminuir el número de ramas examinadas. Al final del proceso se garantiza que el óptimo alcanzado con todas las variables de acoplamiento enteras es el disponible en ese momento o está un porcentaje TOL % por debajo, siendo TOL la tolerancia para desechar la solución no entera. Como es razonable esta cota ha de ser muy próxima al 0 % (un valor de un 1 o un 2 % parece razonable y proporciona buenos resultados).

A continuación se presenta punto por punto el proceso de b&b implantado en este modelo de explotación:

- a) Ordenación de los grupos atendiendo a costes variables medios ponderados crecientes, considerando la potencia de cada bloque y su coste variable asociado. Se utiliza un algoritmo de ordenación por el **método de la partición**, extremadamente eficiente, ver referencia Wirth [96]. Esta ordenación se mantiene a lo largo del problema, cambia en cada caso únicamente el conjunto de grupos disponibles.
- b) Obtención de la cota superior inicial de la f.o. a partir de una solución entera factible. Esta solución se obtiene acoplando todos los grupos por orden económico hasta alcanzar la demanda máxima sumando sus potencias utilizadas y/o la demanda mínima más el exceso máximo permitido sumando sus mínimos técnicos. El grupo que alcanza la restricción de la demanda mínima (expresión 3.4) no se acopla. Esta cota inicial, dadas unas restricciones realistas, suele estar muy próxima a la solución y, por consiguiente, se necesita evaluar poco número de ramas.
- c) Creación del fichero de entrada, que define el problema, para el programa de optimización. En él se especifica una solución factible inicial para reducir el tiempo de cálculo. La primera vez esta solución se obtiene al acoplar los grupos disponibles por orden económico respetando las restricciones y en las sucesivas llamadas al programa de optimización la solución factible inicial se consigue a partir de la anterior solución óptima. La ventaja que esta solución proporciona es muy importante cuando se está explorando la misma rama del árbol de soluciones. Representa un estimable ahorro de tiempo ya que se consumen menos iteraciones para alcanzar la solución óptima. Llamada al subproblema de resolución del problema de optimización en variables continuas.

- d) Si el módulo de optimización acaba en una condición de error no admisible (sobrepasar algún límite de iteraciones por ejemplo) se detiene la ejecución del programa. Si la solución es infactible se examina otra rama del árbol (punto e.vii).
- e) La solución óptima ha sido hallada:
 - i) se calcula el valor de la f.o. de la solución como suma de la parte lineal y no lineal.
 - ii) si el valor de la f.o. es mayor o igual que la cota superior se desecha la solución. Se contabiliza el número de soluciones desechadas por este motivo y se examina otra rama a continuación (punto vii).
 - iii) se determina si la solución es entera para las variables de acoplamiento A_i .
 - iv) si es entera esta solución se toma a partir de ahora como cota superior y sustituye a la existente. Se almacena la solución del problema y se examina otra rama a continuación (punto vii).
 - v) si no es entera y el valor de la f.o. es mayor o igual al $(100-TOL) \%$ de la cota superior, se desecha la solución por estar dentro de tolerancia y ser poco prometedora. Se contabiliza el número de soluciones desechadas de esta manera y se examina otra rama a continuación (punto vii).
 - vi) si no es entera y está fuera de tolerancia se crean dos ramas descendientes de esta solución. Una con valor de la variable de acoplamiento del grupo igual a 0 y la otra igual a 1. Se introducen de manera que la primera en ser examinada sea la de valor entero más próximo al proporcionado por la optimización previa. Sólo puede existir una variable de acoplamiento no entera en cada problema, como se explicó anteriormente.
 - vii) examen de otra rama del árbol:
 - 1) se sigue la regla LIFO con la lista de ramas sin examinar.
 - 2) se comprueba que el problema es factible. La única infactibilidad se puede dar si, para las variables de acoplamiento fijadas por el b&b, se cumple que la suma de los mínimos técnicos de los grupos acoplados es superior a la

demanda mínima más el exceso máximo permitido. En este caso se examina otra rama. Si el problema es factible se procede al planteamiento del nuevo problema de optimización (punto c).

- f) Todas las ramas han sido examinadas. La solución óptima es la que tiene por f.o. la cota superior en ese momento. Esta solución contiene todas las variables que definen el acoplamiento como enteras 0/1.

3.3 Tratamiento de la incertidumbre

El modelo de explotación presentado optimiza la producción del parque de generación para un estado de disponibilidad estática fijado. El análisis estático de la fiabilidad de un sistema eléctrico (asimismo llamado de adecuación o suficiencia) evalúa si la potencia instalada es suficiente para suministrar la demanda pedida en cualquier situación. Este análisis considera las situaciones de generación y demanda en condiciones estacionarias (durante los usualmente prolongados intervalos de tiempo entre fallos y tiempo de reparación) ignorando las transiciones que tienen lugar entre unas situaciones y otras. Se ignoran, por consiguiente, las situaciones de fallo derivadas de una inadecuada respuesta dinámica del sistema frente a contingencias, así como los problemas que puedan ocurrir en el seguimiento de la carga.

De forma análoga se podrían tratar sin ninguna dificultad conceptual las incertidumbres asociadas a la producción hidroeléctrica por ejemplo.

En principio no se ha pretendido con este modelo calcular la probabilidad de pérdida de carga o la energía no suministrada esperada ya que ello obligaría a realizar gran número de simulaciones, ver Endrenyi [27], y además existen métodos específicos para realizar tales tareas, como son el método de los cumulantes, ver referencia Caramanis [14], o el método de la gran desviación de Esscher, ver University of Pittsburgh [89], Mazumdar [64]. No obstante, si por razones específicas, como por ejemplo una especial relevancia de las restricciones de los mínimos técnicos, se piensa que las medidas de fiabilidad pueden diferir de las calculables por otros modelos, éste de referencia permitiría hacerlo correctamente aunque fuera de manera poco eficaz.

El valor numérico de medidas de adecuación (como son la probabilidad de pérdida de carga o la energía no suministrada esperada) y su significado son cuestionables en un sistema con gran componente hidroeléctrico como el español. En sistemas de estas características las centrales hidroeléctricas se utilizan, desde un punto de vista de fiabilidad, para el seguimiento

de la carga y como reserva rápida en caso de fallo de algún grupo térmico o nuclear. Las citadas medidas de adecuación evalúan la relación entre la capacidad del sistema eléctrico instalada (considerando su disponibilidad) y la demanda punta esperada. Cuando, como en el caso español, la potencia hidroeléctrica instalada es muy elevada la probabilidad de pérdida de carga por insuficiencia de potencia o fallo de la misma calculada es muy pequeña. Existen otros factores estáticos (además de los dinámicos, que evalúan la capacidad del respuesta del sistema ante eventualidades) como pueden ser la energía hidráulica disponible y su estocasticidad, que resultan difíciles de incluir en el cálculo de estas medidas y usualmente no se tienen en cuenta. Por lo tanto, los valores calculados de estas medidas han de tomarse como relativos para compararlos con otros para diferentes situaciones o composición de grupos de generación, más que como medidas absolutas de la fiabilidad del sistema eléctrico.

Dos métodos básicos han sido propuestos para estudiar la aleatoriedad de fallos en la generación. El primero, **enumeración de los estados**, consiste en seleccionar para su evaluación únicamente aquellas contingencias con mayor probabilidad de aparición, estudiando un porcentaje elevado del conjunto de estados posibles. El segundo, **simulación**, busca que las contingencias relevantes surjan por sí mismas con la frecuencia deseada al dejar al azar repetidamente la labor de generarlas.

Son de interés las publicaciones que establecen comparaciones entre uno y otro método, ver referencias Wang [95] y Endrenyi [27], en el contexto de fiabilidad de sistemas eléctricos. Estas referencias permiten concluir la existencia de una desventaja del método de enumeración para grandes sistemas, ya que el cálculo requerido crece de forma aproximadamente exponencial con el número de componentes. Sin embargo, el crecimiento en el método de simulación es solamente lineal con el número de componentes. Estos crecimientos dependen del valor numérico de la indisponibilidad de los componentes, pero la desventaja apuntada se mantiene para el rango típico de valores de indisponibilidad.

Con un sencillo ejemplo se puede apreciar la dificultad que presenta el método de enumeración para esta aplicación. Supongamos un sistema eléctrico con 5 grupos gemelos con probabilidad de fallo igual a 0,1 (esto es, el grupo se considera fallado con la probabilidad indicada y en funcionamiento con la complementaria). Si truncamos el espacio de estados para un nivel de fallo superior a tres grupos, el número de estados a evaluar será:

$$\text{número de estados} = \sum_{i=0}^3 \binom{5}{i} = \binom{5}{0} + \binom{5}{1} + \binom{5}{2} + \binom{5}{3} = 1 + 5 + 10 + 10 = 26$$

y la probabilidad del conjunto de estados estudiados:

$$\begin{aligned}
 (\text{probabilidad de 0 grupos fallados}) &= 1 \cdot 0,9^5 &= 0,59049 \\
 (\text{probabilidad de 1 grupos fallados}) &= 5 \cdot 0,1 \cdot 0,9^4 &= 0,32805 \\
 (\text{probabilidad de 2 grupos fallados}) &= 10 \cdot 0,1^2 \cdot 0,9^3 &= 0,07290 \\
 (\text{probabilidad de 3 grupos fallados}) &= 10 \cdot 0,1^3 \cdot 0,9^2 &= \underline{0,00810} \\
 &&0,99954
 \end{aligned}$$

lo que indica que estos 26 estados recogen la gran mayoría de las situaciones de disponibilidad de este sistema eléctrico.

Si en lugar de cinco grupos se dispone de 65, número más cercano al conjunto de grupos térmicos instalados en España, los resultados ahora difieren sustancialmente:

$$\text{número de estados} = \binom{65}{0} + \binom{65}{1} + \binom{65}{2} + \binom{65}{3} = 1 + 65 + 2080 + 43680 = 45826$$

y su probabilidad:

$$\begin{aligned}
 (\text{probabilidad de 0 grupos fallados}) &= 1 \cdot 0,9^{65} &= 0,0011 \\
 (\text{probabilidad de 1 grupos fallados}) &= 65 \cdot 0,1 \cdot 0,9^{64} &= 0,0077 \\
 (\text{probabilidad de 2 grupos fallados}) &= 2080 \cdot 0,1^2 \cdot 0,9^{63} &= 0,0272 \\
 (\text{probabilidad de 3 grupos fallados}) &= 43680 \cdot 0,1^3 \cdot 0,9^{62} &= \underline{0,0636} \\
 &&0,0996
 \end{aligned}$$

mostrando que el sistema eléctrico reside en esos 45826 estados una pequeña fracción del tiempo, un 9,96 %.

En las figuras 3.5 y 3.6 se muestran el número total de estados a evaluar y la probabilidad de ocurrencia del conjunto de los estados analizados, en función de la penetración del fallo (esto es, número de grupos fallados) para sistemas con 50, 65 y 75 grupos, que pueden considerarse análogos al español, teniendo los grupos una probabilidad de fallo de 0,1 o de 0,05.

Figura 3.5. Número total de estados evaluados para diferente número de grupos fallados.

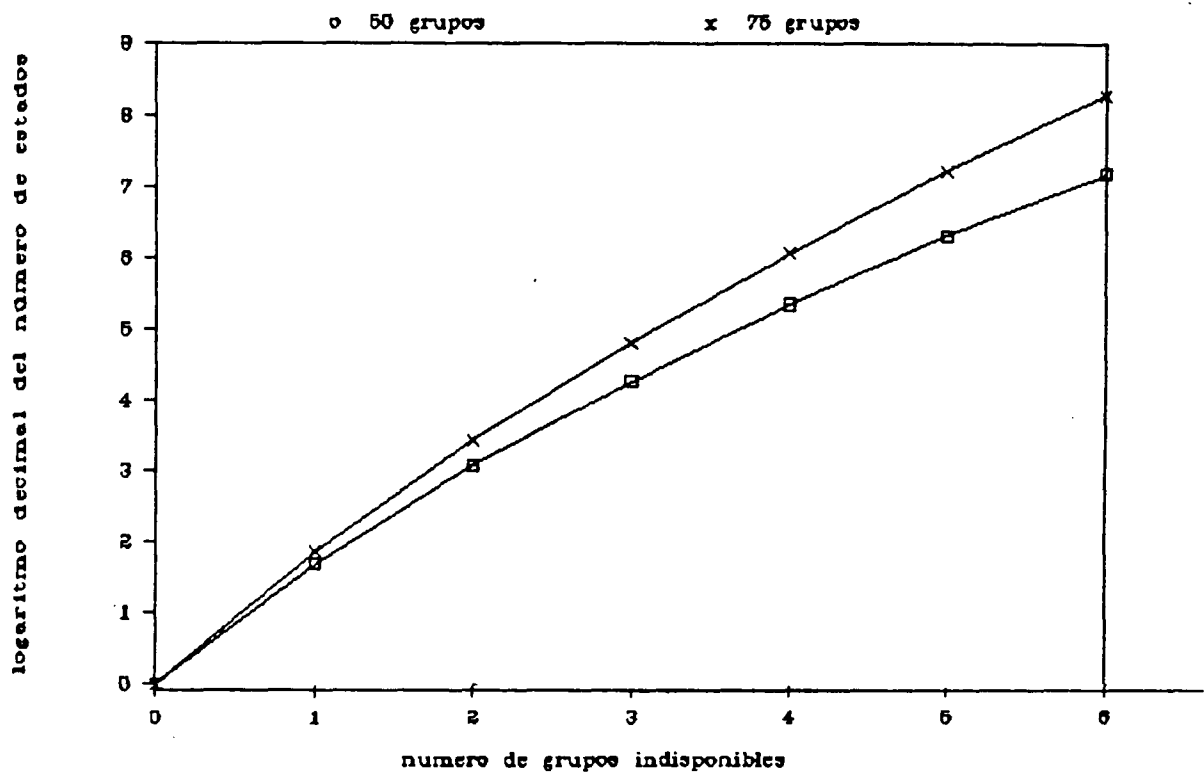
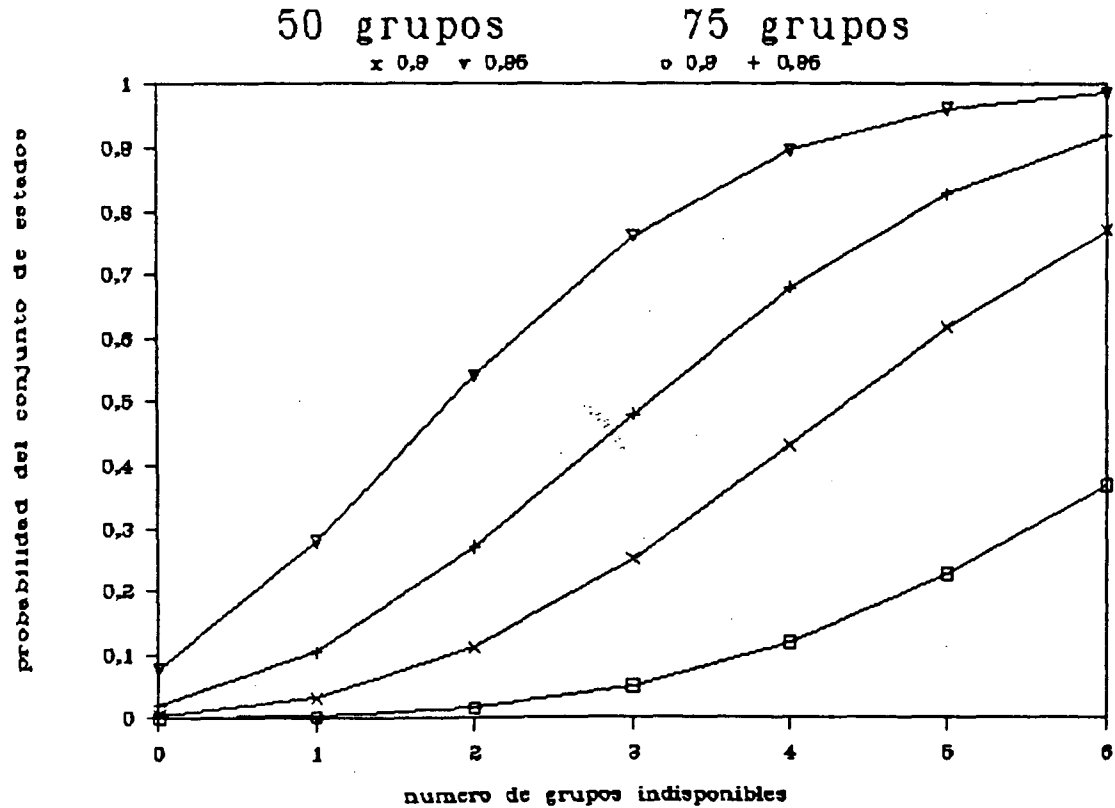


Figura 3.6. Probabilidad total de estados evaluados para diferente número de grupos fallados.



Dos conclusiones claras se pueden extraer del ejemplo presentado:

- a) el número de estados a estudiar aumenta de manera aproximadamente exponencial con el número de grupos, y
- b) la probabilidad acumulada del conjunto de estados estudiados para un nivel de truncamiento dado disminuye radicalmente al aumentar el número de grupos. Mientras que con un truncamiento igual a 3 en el primer sistema se evaluaba prácticamente el espacio de estados completo (99,9 %), en el segundo se estudia sólo una mínima parte (9,96 %). Para lograr una probabilidad razonable de estados evaluados sería necesario aumentar el nivel de truncamiento y estudiar casos con más número de grupos fallados, con el consiguiente incremento exponencial del número de casos.

Esta última conclusión presentada mejora ligeramente si la probabilidad de fallo de los grupos es menor. Suponiendo una indisponibilidad de 0,05 para cada grupo, para el primer sistema se obtiene:

$$\begin{aligned}
 (\text{probabilidad de 0 grupos fallados}) &= 1 \cdot 0,95^5 &&= 0,77378 \\
 (\text{probabilidad de 1 grupos fallados}) &= 5 \cdot 0,05 \cdot 0,95^4 &&= 0,20363 \\
 (\text{probabilidad de 2 grupos fallados}) &= 10 \cdot 0,05^2 \cdot 0,95^3 &&= 0,02143 \\
 (\text{probabilidad de 3 grupos fallados}) &= 10 \cdot 0,05^3 \cdot 0,95^2 &&= \underline{0,00113} \\
 &&&0,99997
 \end{aligned}$$

y para el segundo:

$$\begin{aligned}
 (\text{probabilidad de 0 grupos fallados}) &= 1 \cdot 0,95^{65} &&= 0,0356 \\
 (\text{probabilidad de 1 grupos fallados}) &= 65 \cdot 0,05 \cdot 0,95^{64} &&= 0,1220 \\
 (\text{probabilidad de 2 grupos fallados}) &= 2080 \cdot 0,05^2 \cdot 0,95^{63} &&= 0,2054 \\
 (\text{probabilidad de 3 grupos fallados}) &= 43680 \cdot 0,05^3 \cdot 0,95^{62} &&= \underline{0,2270} \\
 &&&0,5900
 \end{aligned}$$

Si se quisiera efectuar la evaluación de los estados de un sistema análogo al español considerando hasta cinco grupos fallados de un total de 65 sería necesario la enumeración de 8259888 estados y se lograría una cobertura del 35 % del espacio para probabilidad de fallo 0,1 o de un 89 % para probabilidad 0,05. Suponiendo una reducción de un orden de magnitud en el tiempo de cálculo actual del programa, debido a mejoras en el código diseñado o en el

ordenador utilizado, cada evaluación de un estado requeriría 3,5 segundos. Serían necesarios por lo tanto 28909608 segundos para la evaluación total, esto es, 335 días. Cálculo claramente no realizable.

Ambas conclusiones muestran claramente la inviabilidad de la aplicación del método de enumeración al estudio del impacto del fallo aleatorio de los grupos en la explotación de un sistema eléctrico de tamaño análogo al español.

El método de simulación de Monte Carlo determina aleatoriamente la situación de disponibilidad o indisponibilidad para cada grupo del sistema, ver Knight [51]. Como es sabido, el caballo de batalla del método de simulación es el típicamente elevado número total de muestras necesario para alcanzar el nivel de precisión deseado. Para cada grupo se genera un número aleatorio en el intervalo $[0,1)$ -obtenido aquí mediante una subrutina del sistema DIGITAL [24], que utiliza el algoritmo congruencial multiplicativo para generar una serie igualmente distribuida- y en función de él se determina la situación del grupo. Mediante un sorteo se puede modelar cualquier estado de disponibilidad de un grupo y el acoplamiento existente entre sus bloques de potencia. Así para un grupo modelado mediante dos bloques de potencia, siendo el primero el mínimo técnico, se obtienen las siguientes situaciones de disponibilidad en función del número aleatorio generado rnd_i :

grupo i disponible a plena potencia si

$$0 \leq rnd_i < p_i \quad P_{i,d} = P_{i,n}$$

grupo i indisponible si

$$p_i \leq rnd_i < p_i + q_{i,1} \quad P_{i,d}=0 \quad A_i=0 \quad (3.15)$$

grupo i disponible al mínimo técnico si

$$p_i + q_{i,1} \leq rnd_i < 1 \quad P_{i,d} = P_{i,1}$$

siendo

$P_{i,d}$	potencia disponible del grupo i .
$P_{i,n}$	potencia nominal del grupo i .
p_i	probabilidad de estar el grupo i a plena potencia.
$q_{i,1}$	probabilidad de estar el grupo i a potencia nula.
$q_{i,2}$	probabilidad de estar el grupo i a su mínimo técnico.
rnd_i	número aleatorio generado para el grupo i .

y cumpliéndose la ecuación

$$p_i + q_{i,1} + q_{i,2} = 1 \quad (3.16)$$

En un modelo de explotación estamos interesados en conocer con precisión, entre otras, la energía producida por cada grupo, por una parte, y el coste global de la explotación, por la otra (además interesan colateralmente medidas de calidad del servicio como la energía no suministrada esperada o la probabilidad de pérdida de carga). Son variables aleatorias dependientes de la disponibilidad de los grupos. De cada una nos interesa calcular su media o esperanza matemática (por teoría estadística se sabe que un estimador centrado de la media poblacional es la media muestral). Una medida de la precisión de esta variable se obtiene con el llamado intervalo de confianza. Una definición correcta de intervalo de confianza del $100\alpha\%$ implica la siguiente aseveración, ver referencias Hahn [36] y Law [55]: "si se calcula un gran número de intervalos de confianza del $100\alpha\%$ cada uno basado en n observaciones, siendo n suficientemente elevado, la proporción de esos intervalos que contienen la media será α ". El intervalo de confianza depende, por consiguiente, del número de observaciones y de la varianza de la población (se sabe que la cuasivarianza muestral es un estimador centrado de la varianza de la población).

Si suponemos que las variables aleatorias: energía producida por cada grupo y coste global se distribuyen según una normal, la media se comportará según una distribución t de Student con $n-1$ grados de libertad, siendo n el número de observaciones. Por lo tanto, el intervalo de confianza viene definido por

$$\left[\mu_n - t_{n-1,(1-\alpha)/2} \frac{s_n}{\sqrt{n}}, \mu_n + t_{n-1,(1-\alpha)/2} \frac{s_n}{\sqrt{n}} \right] \quad (3.17)$$

siendo n el tamaño de la muestra, μ_n la media muestral, s_n^2 la cuasivarianza muestral, $100\alpha\%$ el grado de confianza y $t_{n-1,(1-\alpha)/2}$ un valor de la distribución t de Student con $n-1$ grados de libertad. Este último se calcula mediante una subrutina del paquete matemático IMSL [40]. Aun cuando las variables aleatorias no sean normales, como es el caso, se puede utilizar de forma aproximada esta expresión 3.17 para obtener el intervalo de confianza, ver Law [55].

El cálculo de la media y de la cuasivarianza muestral se puede efectuar secuencialmente, según se van realizando los sorteos, de acuerdo con estas expresiones deducidas por el autor:

$$\mu_n = \frac{1}{n} \left[(n-1) \mu_{n-1} + z_n \right] \quad (3.18)$$

$$s_n^2 = \frac{1}{n-1} \left[(n-2) s_{n-1}^2 + \frac{n}{n-1} (\mu_n - z_n)^2 \right] \quad (3.19)$$

siendo z_n el valor de la última observación y comenzando con valores iniciales $\mu_1 = z_1$ y $s_1^2 = 0$.

Una estimación aproximada del tamaño del intervalo de confianza de la energía generada por un grupo en función de sus tasas de fallo y reparación se puede encontrar en la referencia Wang [94].

Dos aproximaciones genéricas se sugieren en la literatura de simulación, ver Law [55], para construir un intervalo de confianza: procedimientos de **tamaño de muestra fijo** y procedimientos **secuenciales**.

Entre los del primer tipo destaca el de **simulación por lotes**. Este método divide el conjunto de n observaciones en l lotes de tamaño sl . Esta división permite suponer, dado un tamaño de lote sl suficientemente grande, que las medias de los lotes son aproximadamente no correlacionadas y se distribuyen según una normal aplicando el teorema central del límite, ver referencia Ríos [80]. Se puede demostrar, por consiguiente, que para tamaños de lotes suficientemente grandes las medias de los lotes son variables aleatorias normales independientes e idénticamente distribuidas. De esta manera, el intervalo de confianza viene determinado por la expresión 3.17.

El otro tipo de procedimiento permite detener el proceso de simulación de acuerdo con algún criterio, hasta lograr un tamaño de intervalo de confianza suficientemente pequeño, dependiente de la variable a estimar.

El criterio escogido ha sido: detención del sorteo cuando el intervalo de confianza sea menor o igual a v veces la media siendo v un número prefijado. Por tanto,

$$t_{n-1, (1-\alpha)/2} \frac{s_n}{\sqrt{n}} \leq \frac{v}{2} \mu_n \quad (3.20)$$

o, de otra manera, cuando

$$s_n \leq \frac{v \sqrt{n}}{2 t_{n-1, (1-\alpha)/2}} \mu_n \quad (3.21)$$

Dado que todas las variables de esta expresión se van calculando para cada sorteo, cuando se cumpla la condición (3.20) se detendrá el proceso de simulación.

Ambas opciones, simulación por lotes e interrupción de la misma según criterio de tamaño del intervalo de confianza, han sido implantadas en este modelo de explotación, de manera que solamente se realiza la simulación completa de un conjunto de lotes cuando no se cumple la inecuación (3.21) considerando que las observaciones de las variables seleccionadas son las medias obtenidas en cada lote. Las variables aleatorias elegidas para evaluar el criterio de detención han sido: coste total de la explotación y energía producida por el mínimo técnico de cada grupo nuclear, que van en base. El valor de esta energía se puede conocer con exactitud.

Es posible utilizar procedimientos avanzados de simulación para conseguir una disminución en la dispersión de los valores proporcionados por las observaciones, estos procedimientos reciben el nombre de **técnicas de reducción de varianza**, ver Law [55], Bratley [13], Pritsker [72] y Henley [37]. Entre las diversas técnicas citadas en la literatura (números aleatorios comunes, variables de control, variables antitéticas, estimación indirecta, esperanza condicional, muestreo estratificado y muestreo por importancia) sólo algunas de éstas son aplicables a la simulación del fallo de los grupos en el modelo de explotación. Estas técnicas permiten disminuir la varianza de la variable aleatoria de interés sin perturbar su valor esperado o media. Ayudan a conseguir intervalos de confianza menores con el mismo número de muestras o, alternativamente, logran un intervalo de confianza preespecificado con menor necesidad de simulación.

En este modelo se ha utilizado la técnica de variables antitéticas, ver Law [55]. Consiste en inducir una correlación negativa entre dos observaciones consecutivas disminuyendo así la varianza del conjunto de las dos. La idea central es efectuar parejas de simulaciones del sistema, de manera que una tendencia en la primera ejecución se contrarreste con la opuesta en la segunda. Así la media de las dos observaciones tenderá a estar más próxima a la esperanza de la variable que deseamos estimar. En otras palabras, se reduce la varianza de la media de las dos observaciones efectuadas en pareja frente a la varianza que se obtendría si las dos observaciones fueran independientes entre sí. Una manera de lograrlo es utilizando números aleatorios complementarios en dos simulaciones consecutivas. Así pues, en este modelo para la determinación de la potencia disponible de cada grupo se utiliza en las simulaciones pares el número aleatorio complementario al de la simulación anterior.

Al introducir esta técnica de reducción de varianza en el proceso de simulación del funcionamiento/fallo de los grupos en el modelo de explotación se han obtenido resultados satisfactorios con reducciones de hasta un 20 % en la anchura del intervalo de confianza.

El muestreo por importancia, muy utilizado en el ámbito de sistemas de potencia, no es factible usarlo en este contexto hoy día por la no existencia de una correlación conocida entre variables de interés (energías producidas por los grupos o energía no suministrada esperada) y fallos aleatorios de ciertos grupos, que luego se magnifican.

El tiempo de simulación depende directamente del número de simulaciones efectuadas. Este número varía, de forma aproximada, proporcionalmente con el cuadrado de la precisión deseada. Si para conseguir una precisión del 1 % se necesitaran 1000 simulaciones, una precisión del 5 % se lograría con 40 simulaciones únicamente.

Una ventaja adicional de este modelo de explotación de tipo Monte Carlo estriba en la posibilidad de proporcionar las distribuciones de las variables de interés además de sus valores medios. En un modelo que utilice esta técnica de simulación, las distribuciones de los resultados presentarán una gran curtosis. Esto es, aparecerán observaciones con valores considerablemente por encima de la media pero sin contrapartida de resultados muy por debajo de la media. Aquellos se deben a casos infrecuentes con numerosas centrales con costes variables bajos simultáneamente fuera de servicio por fallo.

3.4 Ajuste del modelo

Para evaluar la aplicabilidad de este modelo en un caso realista se efectuaron diversas pruebas preliminares que permitieron afinar la utilización del mismo. En primer lugar, se determinó cuál era el alcance conveniente de la simulación, medido éste como tamaño de lotes y número de simulaciones por lote, para obtener un intervalo de confianza adecuado. Los parámetros utilizados para el análisis de los casos fueron los siguientes: una tolerancia del 2 % en el valor de la solución óptima y un grado de confianza del 99 % a la hora de determinar la anchura del intervalo. Además se tomaron datos realistas de la demanda térmica del sistema peninsular y del parque de generación. Se consideraron los grupos divididos en dos puntos de válvula, el primero correspondiente a su mínimo técnico y el segundo el resto hasta su potencia nominal.

Para permitir un análisis sistemático de los casos ejecutados en lugar de simular cada situación independientemente y luego comparar los resultados, lo correcto es el uso de la

misma serie de números aleatorios en todos los casos, evitando introducir factores aleatorios ajenos. Esta técnica recibe el nombre de **simulación comparativa**, ver referencia Noferi [66]. El sorteo de la disponibilidad de los grupos se hizo siguiendo, por consiguiente, una serie predeterminada de números aleatorios.

En primer lugar, se efectuó un análisis de la variación en la anchura del intervalo de confianza de los costes de explotación al mantener constante el número total de simulaciones, producto del número de lotes por el número de simulaciones por lote. Para un total de 200 simulaciones el menor intervalo se obtuvo para 20 lotes y 10 simulaciones por lote, es decir, cuando se daba una relación menos dispar entre ambos parámetros.

A continuación se hizo un análisis detallado de la variación en la anchura del intervalo de confianza al alterar tanto el número de lotes como el número de simulaciones por lote. Se ejecutaron los casos de 10, 20, 30 y 40 lotes y para cada uno de ellos se fijaron 20, 30 y 40 simulaciones por lote. Los resultados se presentan en la tabla 3.1 y de manera gráfica en la figura 3.7. En ella aparecen las curvas de variación de la anchura del intervalo en función del número de simulaciones por lote para un número de lotes dado. La primera conclusión evidente es la disminución de la anchura del intervalo al aumentar el número de lotes (por ejemplo, la anchura del intervalo cambia del 5,6 % al 2,7 % al variar de 10 a 30 lotes para un número de 20 simulaciones por lote). La otra conclusión que se puede extraer es la inutilidad de ir más allá de 30 simulaciones por lote. Puesto que, como se observa en la figura 3.7, para 40 simulaciones por lote no se obtiene ninguna mejora en la anchura del intervalo. Por consiguiente, la combinación de 30 lotes con 30 simulaciones por lote ofrece un buen punto de equilibrio entre la anchura del intervalo obtenido, un 1,8 %, y el alcance necesitado en simulación.

En la figura 3.8 se muestra el comportamiento de la anchura del intervalo en función del número total de simulaciones. Utilizando técnicas de regresión (minimizan la suma de los cuadrados de las diferencias) se determina la curva que se ajusta a las observaciones realizadas. En este caso se ha supuesto una regresión de tipo potencial $y = ax^b$ resultando $a = 219,80$ y $b = -0,6888$, con un factor de correlación de -0,98.

Puede observarse en la tabla resultados que pudieran parecer chocantes, la desviación típica para la simulación de 30 lotes y 30 simulaciones por lote es inferior a la obtenida para 30 lotes y 40 simulaciones por lote. Sin embargo, éstos se deben a la propia naturaleza aleatoria de la simulación de Monte Carlo.

Tabla 3.1. Resumen de resultados ($\alpha=99\%$).

lotes	simul/ /lote	coste medio	desviación típica	valor inferior	valor superior	anchura intervalo	%
l=2	sl=100	25712,4	319,9	11313,0	40111,8	28798,9	112,0
l=4	sl=50	25712,4	383,3	24592,9	26831,9	2239,0	8,7
l=5	sl=40	25712,4	583,4	24511,2	26913,6	2402,3	9,3
l=8	sl=25	25683,4	698,2	24819,7	26547,1	1727,4	6,7
l=10	sl=5	25784,7	1332,1	24415,6	27153,7	2738,1	10,6
l=10	sl=10	25938,6	1119,9	24787,6	27089,6	2302,0	8,9
l=10	sl=20	25712,4	706,8	24986,0	26438,9	1452,9	5,7
l=10	sl=30	25570,9	543,3	25012,6	26129,3	1116,7	4,4
l=10	sl=40	25592,0	556,9	25019,7	26164,4	1144,7	4,5
l=20	sl=10	25712,4	1058,6	25035,2	26389,6	1354,4	5,3
l=20	sl=20	25592,0	717,7	25132,9	26051,2	918,3	3,6
l=20	sl=30	25490,4	487,2	25178,7	25802,1	623,4	2,4
l=20	sl=40	25468,3	453,8	25178,0	25758,5	580,6	2,3
l=30	sl=20	25490,4	679,2	25148,7	25832,2	683,5	2,7
l=30	sl=30	25456,8	447,8	25231,5	25682,1	450,6	1,8
l=30	sl=40	25436,2	449,4	25210,1	25662,4	452,2	1,8
l=40	sl=20	25468,3	636,4	25195,7	25740,8	545,2	2,1
l=40	sl=30	25436,2	452,5	25242,4	25630,0	387,6	1,5
l=40	sl=40	25471,7	437,5	25284,4	25659,1	374,8	1,5

Figura 3.7. Anchura del intervalo en función del número de simulaciones por lote ($\alpha=99\%$).

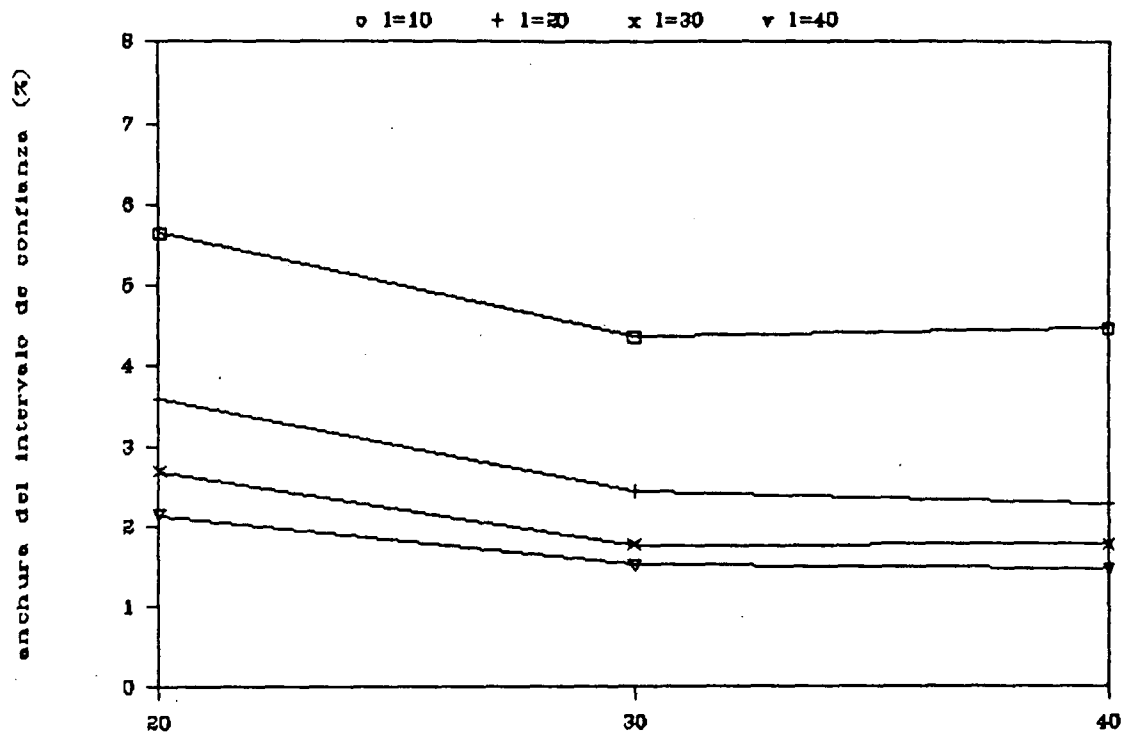
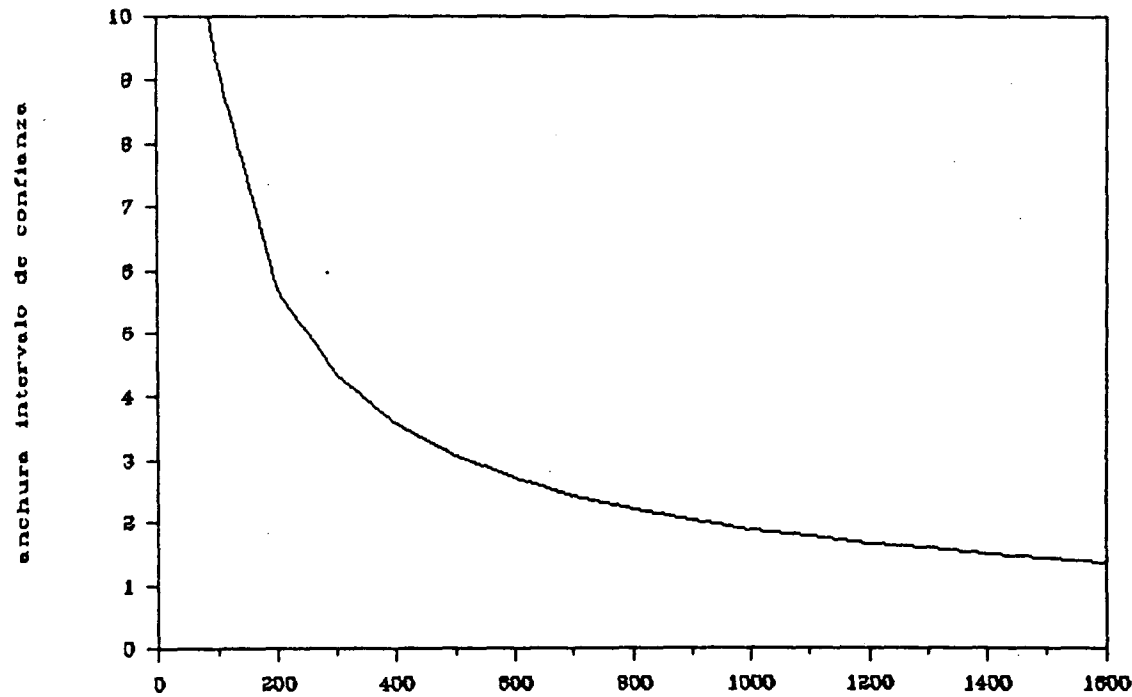


Figura 3.8. Anchura del intervalo en función del número total de simulaciones ($\alpha=99\%$).



Si se repiten los cálculos para otro grado de confianza menor (un α del 95 %, por ejemplo) se observa una mejora sustancial en la anchura del intervalo de confianza (tabla 3.2). Los nuevos resultados se presentan en la figura 3.9 y la aproximación mínimo cuadrática en la figura 3.10. Los parámetros de la aproximación son, en este caso: $a=131,38$ y $b=-0,6577$ y el coeficiente de correlación $-0,98$.

El tiempo necesario para realizar la optimización de la explotación del parque generador térmico bajo estas hipótesis es, por término medio, de 31 segundos de CPU por simulación (en un ordenador DIGITAL modelo MicroVAX 3500 con 16 MB de memoria principal) con valores mínimo de 28 segundos y máximo de 37 segundos de CPU. Es muy importante hacer notar que el tiempo de cálculo depende exponencialmente del tamaño del sistema (número de grupos) y además de la disponibilidad de cada componente del sistema, de las políticas de despacho utilizadas y de la cantidad de resultados solicitados. En un sistema con escasas situaciones conflictivas debidas a los mínimos técnicos la solución óptima sería inmediata, resultado de la ordenación económica de los grupos hasta satisfacer la demanda máxima. Sin embargo, esto no se da en el sistema español, donde en la mayoría de los sorteos la restricción que limita la suma de los mínimos técnicos resulta ser activa. Es interesante hacer notar que si el tiempo de cálculo por simulación fuera de 10 segundos -debido a mejoras en el código o a casos que no presenten problemas de mínimos técnicos y, por lo tanto, el óptimo sea evidente- el tiempo total de ejecución del modelo sería de 2,5 horas que haría de este modelo una alternativa muy razonable válida para ciertas aplicaciones.

Aunque este tiempo es elevado hay que considerar que el modelo ha sido concebido exclusivamente como herramienta patrón a la hora de determinar la exactitud de otros modelos de explotación más eficientes. Además hay que anotar que no se han optimizado los tiempos de cálculo. Como ejemplo, baste citar que el acoplamiento con el programa de optimización MINOS se realiza mediante la escritura de ficheros secuenciales de entrada, siendo realizado este acoplamiento cada vez que se realiza una simulación. No se ha pretendido, de ninguna manera, que pueda ser incluido con sus características actuales en ningún modelo de explotación aplicable industrialmente.

Tabla 3.2. Resumen de resultados ($\alpha=95\%$).

lotes	simul/ /lote	coste medio	desviación típica	valor inferior	valor superior	anchura intervalo	%
l=2	sl=100	25712,4	319,9	22837,5	28587,3	5749,8	22,36
l=4	sl=50	25712,4	383,3	25102,5	26322,3	1219,8	4,74
l=5	sl=40	25712,4	583,4	24988,2	26436,6	1448,5	5,63
l=8	sl=25	25683,4	698,2	25099,6	26267,2	1167,6	4,55
l=10	sl=5	25784,7	1332,1	24831,8	26737,5	1905,7	7,39
l=10	sl=10	25938,6	1119,9	25137,5	26739,7	1602,2	6,18
l=10	sl=20	25712,4	706,8	25206,8	26218,0	1011,2	3,93
l=10	sl=30	25570,9	543,3	25182,3	25959,5	777,2	3,04
l=10	sl=40	25592,0	556,9	25193,7	25990,4	796,7	3,11
l=20	sl=10	25712,4	1058,6	25217,0	26207,8	990,9	3,85
l=20	sl=20	25592,0	717,7	25256,1	25927,9	671,8	2,63
l=20	sl=30	25490,4	487,2	25262,4	25718,4	456,0	1,79
l=20	sl=40	25468,3	453,8	25255,9	25680,6	424,7	1,67
l=30	sl=20	25490,4	679,2	25236,8	25744,0	507,2	1,99
l=30	sl=30	25456,8	447,8	25289,7	25624,0	334,4	1,31
l=30	sl=40	25436,2	449,4	25268,4	25604,0	335,6	1,32
l=40	sl=20	25468,3	636,4	25264,7	25671,8	407,1	1,60
l=40	sl=30	25436,2	452,5	25291,5	25581,0	289,5	1,14
l=40	sl=40	25471,7	437,5	25331,8	25611,7	279,9	1,10

Figura 3.9. Anchura del intervalo en función del número de simulaciones por lote ($\alpha=95\%$).

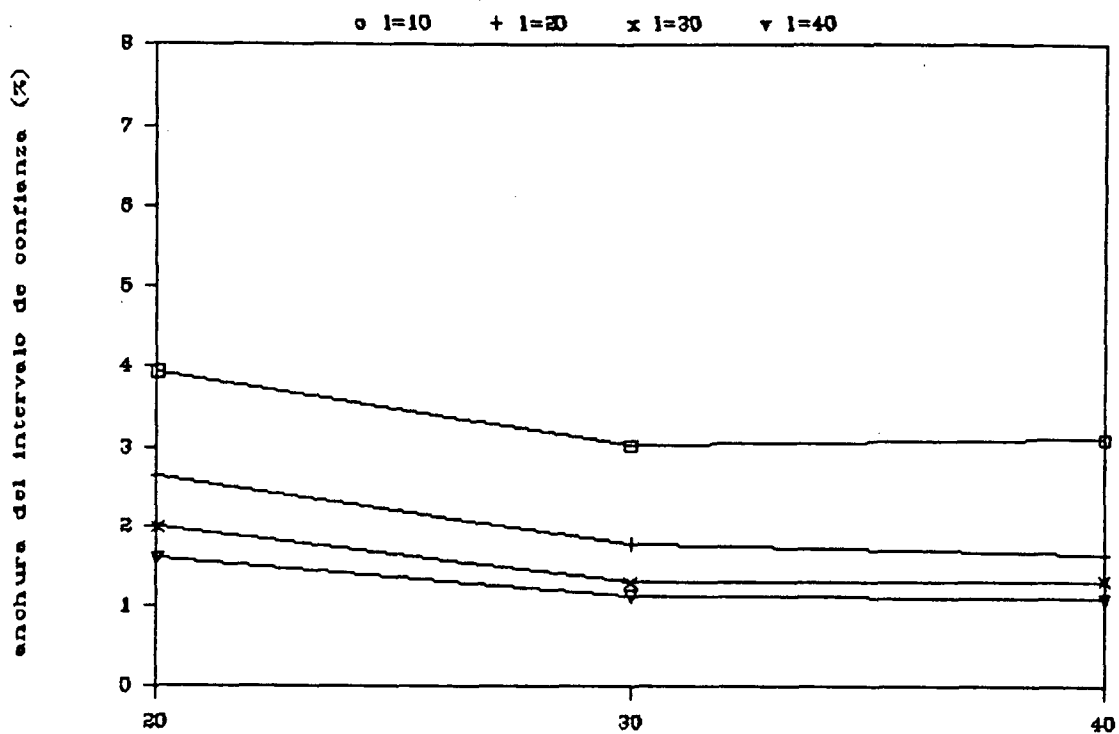
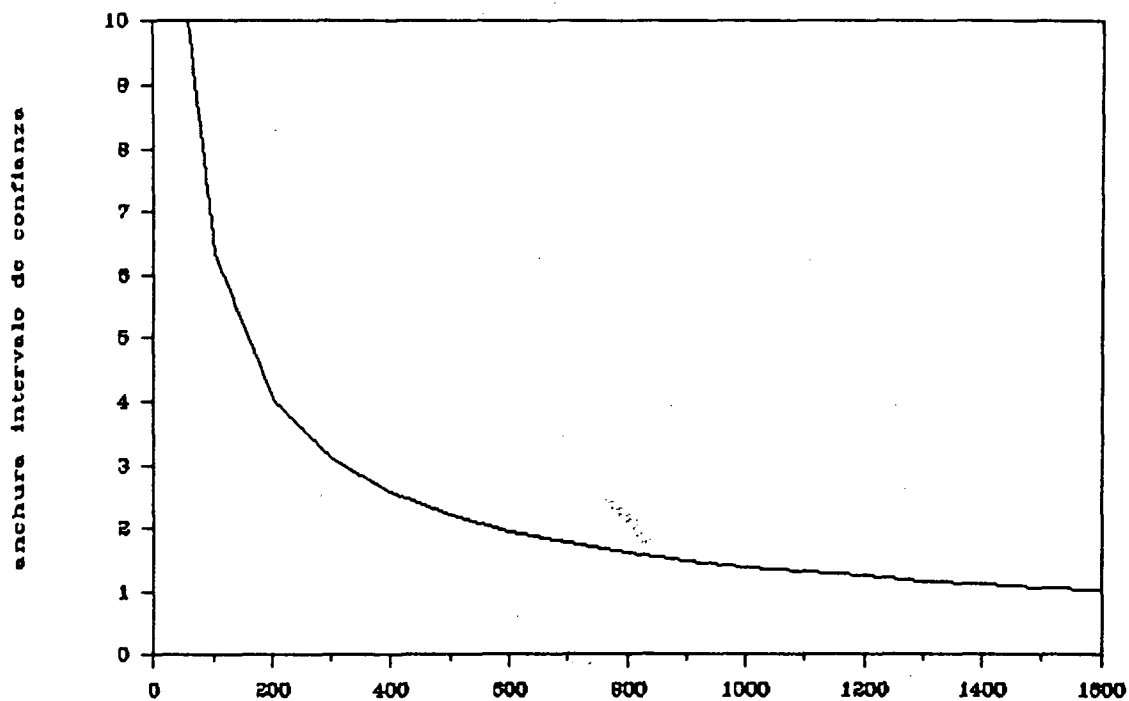


Figura 3.10. Anchura del intervalo en función del número total de simulaciones ($\alpha=95\%$).



Este modelo puede ser necesario utilizarlo cuando se desee especialmente conocer y evaluar las restricciones y alteraciones en las producciones de los grupos impuestas por los mínimos técnicos en un sistema. Por lo tanto, es conveniente analizar las posibles reducciones de tiempo que se pueden alcanzar con un esfuerzo mayor de programación y modelado. Para disminuir el tiempo requerido en la ejecución del modelo se sugieren las siguientes actuaciones:

- desde el punto de vista de implantación, el diseño de un interfaz con el programa de optimización MINOS más sofisticado, permitiendo que la lectura de los datos se haga a través de variables internas y no mediante ficheros secuenciales.
- evitar el planteamiento del proceso de optimización para las situaciones de disponibilidad que no ocasionen problemas con las restricciones y, por consiguiente, aquéllas cuya solución de despacho óptimo es trivial y conocido. Estas situaciones se supone, que en el caso actual del sistema español con restricciones severas debidas a los mínimos técnicos, serían relativamente escasas con lo que el impacto de esta mejora en el tiempo total de cálculo sería reducido, aunque podría ser mayor en años posteriores.
- dado que el mayor tiempo requerido por el modelo se consume en el proceso repetitivo de simulación sería importante dedicar esfuerzos en ese ámbito. Desde este punto de vista de disminución del tiempo de simulación se han utilizado técnicas de reducción de la varianza, que manteniendo la precisión deseada aminoran la necesidad de simulación, consiguiéndose importantes resultados. Sería conveniente explorar para este modelo otras posibilidades de simulación como pueden ser *discrete event simulation*, esto es, efectuar la optimización del sistema cada vez que se produce un cambio en la situación de algún grupo. Recientemente se han utilizado variables de control obtenidas analíticamente como técnica de reducción de varianza en el cálculo de índices de fiabilidad en sistemas generación/red, ver referencia Oliveira [68], técnicas que potencialmente pudieran ser utilizadas en el cálculo de las generaciones de los grupos teniendo en cuenta los mínimos técnicos.

Como se puede ver todas las medidas planteadas de reducción de tiempos son complementarias e inciden en ámbitos diferentes, por lo tanto, son abordables en paralelo y cualquiera de ellas redundaría en beneficio del diseño del modelo.

La aparición reciente de ordenadores con procesadores que trabajan en paralelo ha hecho que métodos con una estructura adecuada, como éste de simulación de Monte Carlo planteado para el modelo de referencia, puedan ver significativamente reducidos sus tiempos de cálculo al hacer uso de la facilidad multiproceso de los mismos. En el caso de este modelo se podrían lanzar en paralelo tantas simulaciones como procesadores, con lo que el tiempo global de cálculo se vería reducido aproximadamente por ese valor.

3.5 Validación del modelo

También se ha realizado la validación del modelo de referencia. Este modelo probabilista realiza una optimización de la explotación atendiendo a una serie de restricciones para hacerlo realista. En el caso de no considerar mínimos técnicos, ya se ha comentado que debe proporcionar exactamente los mismos resultados que un modelo de simulación probabilista, siendo éste último mucho más eficaz. Efectivamente los resultados de factor de capacidad de cada grupo obtenidos mediante el modelo de referencia para una simulación consistente en 50 lotes de 30 simulaciones por lote no se desvían más de un +0,022 por exceso o un -0,032 por defecto.

En la figura 3.11 se presentan los factores de capacidad de cada grupo obtenidos (sin descontar la indisponibilidad) y en la figura 3.12 el error absoluto en los factores de capacidad del modelo referencia frente al probabilista. Esto confirma que el modelo de referencia puede utilizarse para obtener resultados de la explotación del sistema eléctrico con una aproximación muy satisfactoria.

El valor de energía no suministrada esperada obtenido ha sido de 2933 MWh ($3,6 \cdot 10^{-4}$ p.u. con respecto a la demanda global).

Figura 3.11. Factores de capacidad de cada grupo sin descontar la indisponibilidad para modelos probabilista y de referencia.

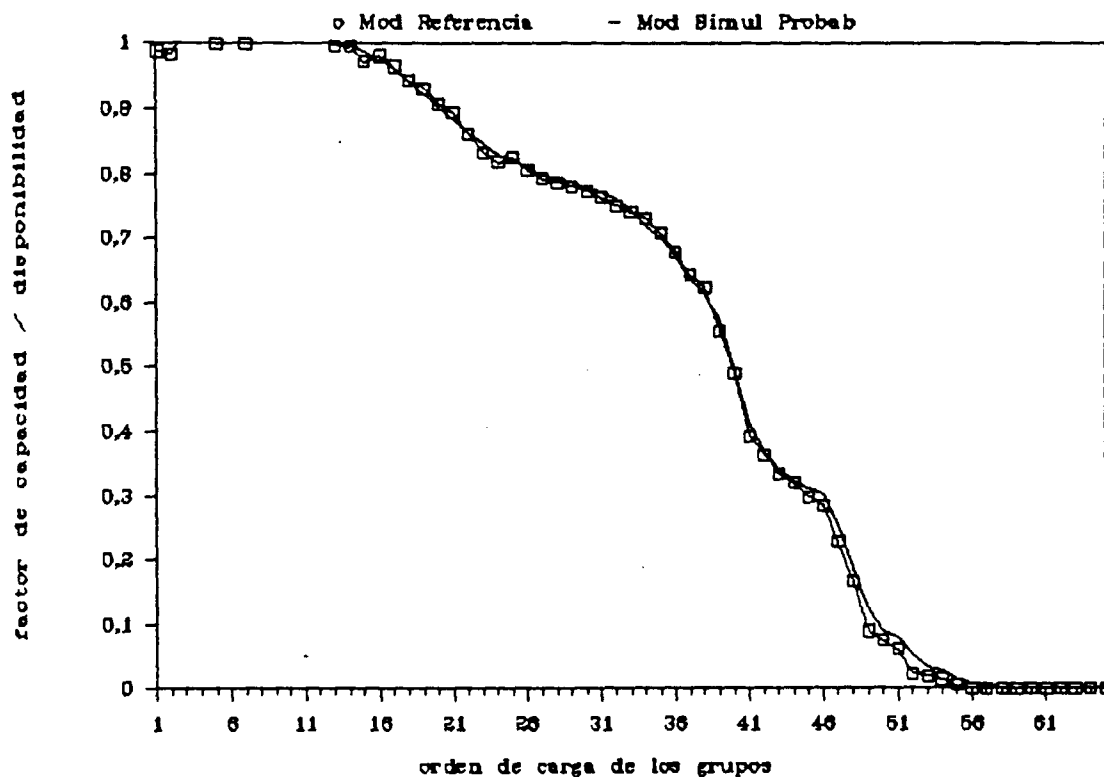
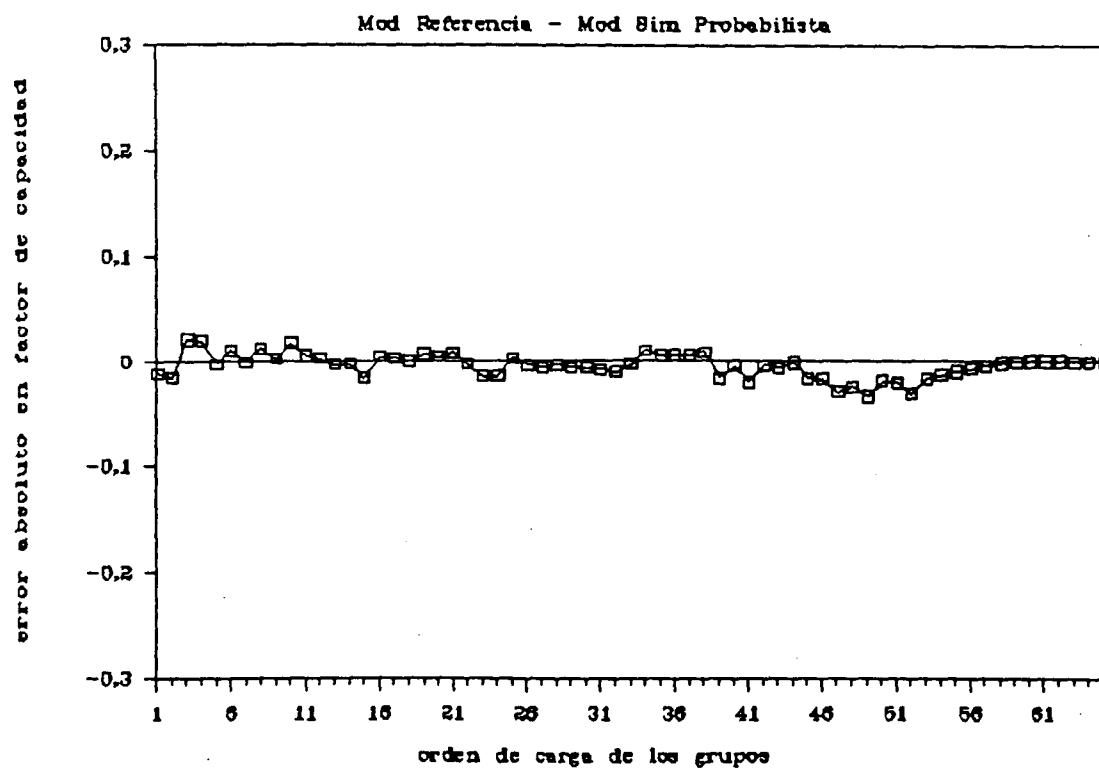


Figura 3.12. Errores absolutos en factores de capacidad de cada grupo del modelo de referencia frente al probabilista.



CAPITULO 4

4 VALORACION DE DIFERENTES MODELOS

En este capítulo se van a establecer las comparaciones que permitan obtener conclusiones respecto a las capacidades de los modelos para una representación correcta y precisa del sistema eléctrico español. En primer lugar se evaluará la influencia que tiene la opción tomada en el diseño de cada modelo, según la clasificación global efectuada en el capítulo 2 de la tesis. Este análisis se realiza en la sección 4.1, esto es, se evalúa cuales son las diferencias entre un modelo probabilista y uno determinista, entre uno de optimización y otro de simulación o en el modelado de la dependencia entre periodos. Las comparaciones a realizar se harán en lo posible con respecto al modelo de referencia definido en el capítulo 3.

A continuación se definen y estudian un conjunto de indicadores de mérito, ya estructurados previamente en la sección 2.4, que permiten analizar y establecer las capacidades de un modelo. Para ello se efectúan los siguientes pasos:

- se evalúa la relevancia práctica que tiene cada una de las características para un modelo aplicable al sistema eléctrico español.
- se discuten cualitativa y cuantitativamente las posibilidades que ofrecen los modelos elegidos y el modelo de referencia para incorporar esas capacidades.
- se comentan las posibles extensiones a los modelos existentes para mejorar sus capacidades de modelado.

Todas las comparaciones previstas para los diferentes modelos se harán desde diversos puntos de vista, aportando valores numéricos en aquellos casos en los que se realizaron ejecuciones para evaluar los resultados.

Para ello se partirá de un caso base común, aquél que recoge la explotación del sistema eléctrico peninsular del año 1986, cuyos datos de la demanda y generación se describen en el apéndice D. A lo largo de las comparaciones, se estudia bajo unos puntos de vista u otros según se analicen unas u otras características.

Los resultados útiles para la comparación serán en principio los valores globales del sistema como son: coste de explotación, consumo de combustibles, energía generada etc. Además y cuando sea necesario, al evaluar ciertas características, se descenderá a resultados más detallados.

4.1 Opción de diseño del modelo

Antes de realizar las comparaciones entre los diferentes tipos de modelos se describirán brevemente éstos, es decir, los programas de ordenador utilizados de hecho para analizar el caso base citado.

4.1.1 Optimización determinista

Como modelo de optimización determinista se utilizará el MODEX (IIT [42] y Ramos [75]). Este es un modelo detallado de explotación de ámbito nacional que refleja de forma suficientemente precisa el funcionamiento del sistema eléctrico y sus peculiaridades.

Al hablar de MODEX se tratarán indistintamente los diferentes niveles que permite el programa correspondientes a sus distintas opciones de ejecución. Estas posibilidades van concatenadas entre sí, aprovechando cada una la información generada por la anterior. Por ejemplo, la desagregación por grupos se nutre de la información producida por la optimización anual o mensual. Dentro de MODEX podemos distinguir estas opciones de ejecución:

- OM: Optimización mensual de la explotación por equipos. No se modela el acoplamiento entre los meses del año.
- OA: Optimización anual de la explotación por equipos. Los meses están acoplados entre sí a través del equipo hidráulico convencional y mixto.
- DG: Desagregación por grupos de los resultados obtenidos para los equipos.
- SP: Simulación probabilista de la explotación basada en la ordenación y el acoplamiento de grupos dados por la DG.

Se entiende por equipo al conjunto de grupos de generación que utilizan el mismo tipo de combustible principal. Los equipos térmicos utilizados son: nuclear, lignito pardo, lignito negro, carbón de importación, hulla-antracita nacional y fuel-oil. Además se consideran el equipo hidráulico y el de bombeo, tanto puro como mixto.

El MODEX en sus opciones OM y OA plantea el problema de explotación en forma de optimización lineal (esto es, función objetivo lineal con restricciones lineales) mensual o anualmente. Se trata, por tanto, de minimizar los costes variables de explotación sometido a las restricciones lógicas de cobertura de la demanda. El programa determina cuál ha de ser la potencia acoplada de cada equipo (considerada variable continua) para lograr el mínimo coste. El detalle matemático del planteamiento de este modelo de explotación se describe en el apéndice A.

Para que el problema fuera lineal se dividió la curva duración-carga o monótona de demanda en seis escalones (tres para laborable y tres para festivo). En la sección 4.7.1 se estudia esta aproximación por bloques.

El modelo de explotación utilizado en el cálculo de los costes es determinista, es decir, la indisponibilidad de los grupos se trata como una reducción en su potencia utilizable.

En la opción OA se optimiza económicamente el reparto mensual de la energía hidráulica disponible anualmente, además se optimiza la energía de bombeo estacional que se debe almacenar en cada mes. Las restricciones del modelo de programación lineal son mensuales -las asociadas a la demanda y equipo térmico- y anuales, que acoplan el conjunto del año, -las relativas al equipo hidráulico convencional y mixto-. La función objetivo minimiza la suma de los costes de explotación mensuales: de acoplamiento y producción de equipos térmicos, exceso y defecto de potencia y defecto de reserva rodante.

La opción DG del MODEX parte de los resultados obtenidos por alguna de las opciones anteriores (OM u OA) y heurísticamente va determinando cuales son los grupos acoplados. Trata de respetar y ajustarse lo más posible a las soluciones de potencia acoplada por equipos (en valores continuos) y a las restricciones del problema. Este se resuelve en dos fases sucesivas. En la primera se determinan cuales son los grupos que se encuentran acoplados a la red, de forma que se produzca el mínimo error por equipo con respecto a los valores procedentes de la optimización, tanto por defecto o exceso de producción como por exceso de producción en valle por mínimo técnico. En la segunda fase se realiza el reparto por bloques de la producción y se determina la energía bombeada y turbinada por el equipo de bombeo en función de los costes de producción de los grupos térmicos ya acoplados y que actúan de grupo regulador en cada bloque de demanda. Por último, en esta fase se calculan las producciones de los grupos térmicos en cada bloque horario.

Finalmente, la opción SP realiza una simulación probabilista de la explotación. En ésta el orden de carga de los grupos y los valores de la potencia hidráulica y de bombeo disponibles así como sus energías asociadas vienen prefijados por la DG. Esta opción trabaja con la curva duración-carga aproximada numéricamente no con la monótona por escalones. Tanto el equipo hidráulico como el de bombeo se despachan sobre la curva duración-carga original, sin probabilidad de fallo, con los valores de potencia y energía obtenidos en la opción DG. Las indisponibilidades de los grupos térmicos, una vez despachados, se tratan mediante la convolución de sus fallos sobre la curva original creando la curva duración-carga equivalente. Esta curva se aproxima analíticamente en función de sus cumulantés. Esta técnica se explica detalladamente en el apéndice C.

4.1.2 Simulación probabilista

Las primeras referencias de modelos de simulación probabilista, con componente térmico únicamente, aparecen en Baleriaux [6] y Booth [11]. Posteriormente fueron refinados por Sager [81], Joy [49] y Hilson [38]. A continuación se introdujo la simulación de las unidades hidráulicas y de bombeo en los modelos, Finger [30] e Ibarz [39]. El modelado de las plantas hidráulicas y de almacenamiento, con sus características de estocasticidad en las aportaciones y sus posibilidades de aprovechamiento estacional, continúa siendo objeto de investigación actualmente, ver referencias Zahavi [102] e Invernizzi [46].

La motivación principal de las técnicas de simulación probabilista es su eficacia computacional en el tratamiento de las incertidumbres en demanda y generación. La simulación probabilista es una técnica sofisticada que permite considerar recurrentemente y de forma exhaustiva todos los fallos posibles de los grupos de generación sin necesidad de acudir a una enumeración explícita de los mismos. El efecto de los fallos en la generación se representa mediante el concepto de demanda equivalente. La energía equivalente demandada por los grupos de generación está formada por dos componentes. El primero es la demanda inicial de consumo (considerada variable aleatoria), cuya función de distribución es la curva duración-carga. El segundo es la demanda originada por el fallo de los grupos cargados anteriormente. Cada unidad en el orden de carga se ve afectada por el fallo de todas las unidades previamente cargadas y percibe una curva duración-carga equivalente diferente. Si estas componentes se suponen variables aleatorias independientes, entonces la suma de ellas es otra variable aleatoria, la demanda equivalente, cuya distribución de probabilidad se obtiene mediante la convolución de las distribuciones de probabilidad de sus componentes, ver referencia Vardi [92]. El valor esperado de la energía producida por un grupo determinado, despachado en una posición en el orden de carga, se calcula en función del área bajo la curva duración-carga equivalente y de su disponibilidad.

La prioridad de despacho de los grupos, en principio, se basa en una ordenación por valor creciente de sus costes variables, ver referencia Zahavi [101]. Este orden de carga es único para cada simulación. Sin embargo, el orden se puede trastocar automáticamente atendiendo a consideraciones de mínimos técnicos, reserva rodante, modificadores de despacho o factores de penalización. Una explicación más completa de las bases teóricas del procedimiento se puede hallar en las publicaciones originales del método, Balertaux [6] y Booth [11], o en documentos más recientes que incluyen ampliaciones y modificaciones avanzadas, IIT [41]. En el apéndice B se recoge breve y claramente el planteamiento matemático de un modelo de simulación probabilista.

El programa EGEAS, ver MIT [62], es un modelo de planificación de la expansión del equipo generador cuyo modelo de explotación es de tipo simulación probabilista. Actualmente es una de las mejores herramientas de planificación existentes.

De las diferentes opciones que permite el programa se va a utilizar la de programación dinámica, que dispone del modelo de explotación con el mayor nivel de detalle. Además a esta opción se le han introducido en su modelo de explotación ciertas características que acercan el modelado a la realidad del sistema eléctrico español como son: mínimos técnicos, reserva rodante hidráulica, factores de penalización, consumo por acoplamiento, bombeo estacional, ver Ramos [74].

En este modelo tanto los grupos hidráulicos y de bombeo como los térmicos pueden fallar. Sus indisponibilidades se introducen mediante la convolución de sus fallos en la curva duración-carga original. La curva duración-carga equivalente, que incluye estos fallos, se aproxima analíticamente en función de sus cumulantes. En el apéndice C se explica el denominado método de los cumulantes.

Los grupos hidráulicos se despachan de manera que produzcan el máximo beneficio, esto es, generen toda su energía a máxima potencia.

El modelo de explotación PROSIMO, IIT [41], es también un modelo de simulación probabilista. La diferencia principal con el del EGEAS se produce en el tratamiento de la curva duración-carga equivalente y la convolución. En este último ya se ha comentado que se aproxima analíticamente por cumulantes y la convolución de los fallos de los grupos se convierte en una mera adición de cumulantes. Mientras que en PROSIMO la curva se almacena como línea quebrada definida por puntos y la convolución se realiza numéricamente.

4.1.3 Resultados y conclusiones

Las comparaciones establecidas determinan las diferencias globales que aparecen debido a las opciones básicas tomadas al diseñar los modelos. Estas pueden ser optimización frente a simulación (O-vs-S), determinista frente a probabilista (D-vs-P) y optimización conjunta (anual, por ejemplo) de todos los periodos teniendo en cuenta los acoplamientos existentes frente a optimización independiente (mensual, por ejemplo) de los periodos (A-vs-M).

4.1.3.1 Optimización vs simulación

La primera comparación (O-vs-S) sólo se puede realizar cualitativamente dada la diferencia tan sustancial que existe entre la concepción de los dos modelos concretos seleccionados. El resultado se obtendrá como conjunto de conclusiones de las comparaciones efectuadas para cada uno de los ítem.

Inherente a la técnica de simulación probabilista (en su forma más clásica) está la limitación de no reconocer factores que son sensibles a variaciones cronológicas de la generación y la demanda. Por ejemplo, no pueden ser modeladas las rampas de subida o bajada de la generación, los tiempos mínimos necesarios para el arranque o parada de los grupos, etc. En el caso de la explotación del sistema eléctrico español estas limitaciones en el seguimiento de la variación de la demanda originan un consumo adicional de energía hidráulica, dado que estas centrales son las encargadas de realizar esta misión. Este consumo resulta también imposible de modelar con la metodología de optimización determinista.

Dentro de un período, lo distintivo de la optimización es seleccionar, para minimizar el coste de explotación, el grupo de centrales acopladas, la utilización de las aportaciones hidráulicas, etc. Sin embargo, un algoritmo de simulación para que sea muy eficiente (como lo es la simulación probabilista) debe fijar a priori el orden de carga. Es de destacar la importancia que se le ha dado en esta tesis al estudio del orden de carga en los modelos de explotación, esto es, al tratamiento que los modelos específicos hacen de las características relacionadas con el mismo, como son mínimos técnicos y reserva rodante. Por ello se hará especial énfasis en el estudio y valoración de esta característica por modelos de optimización y simulación como se detalla en la sección 4.2.

4.1.3.2 Probabilista vs determinista

La comparación D-vs-P se puede realizar mediante EGEAS o PROSIMO con datos de potencia de los grupos reducida por su disponibilidad eliminando las incertidumbres

(suponiendo disponibilidad igual a 1) en el caso determinista y sin esa reducción en el probabilista.

Esta comparación entre los resultados proporcionados por modelos deterministas y probabilistas permite establecer la exactitud de cada modelo de explotación en el tratamiento dado a la aleatoriedad del funcionamiento de los grupos. Las conclusiones más evidentes que se han obtenido de la comparación, utilizando el modelo PROSIMO, son las siguientes:

- Los errores absolutos en los factores de capacidad (esto es, la relación entre la energía producida y la máxima producible por el grupo si funcionara a plena potencia durante todo el período) son hasta cierto grupo del orden de carga positivos (exceso de generación en el modelo determinista) y a partir de él negativos (defecto de generación con respecto al probabilista). Esto es, en el modelo determinista los grupos con menores costes variables producen más energía con respecto al probabilista, mientras que los grupos con costes variables más elevados tienen menor factor de capacidad. Los errores absolutos en los factores de capacidad alcanzan los valores de +0,27 y de -0,25, que pueden considerarse muy importantes.
- Como consecuencia de lo anterior, el coste de explotación dado por el modelo determinista es inferior en un 2,2 % (6360 millones de pesetas) al proporcionado por el probabilista.
- Además en el modelo probabilista siempre existirá una probabilidad de pérdida de carga y una energía no suministrada esperada, aun cuando sus valores puedan ser muy pequeños. Sin embargo, en el modelo determinista si la potencia instalada reducida por la disponibilidad de cada grupo supera la demanda en punta del consumo nunca existirá energía no suministrada ni pérdida de carga. Este es el caso en sistema español en la actualidad.

En la figura 4.1 se presentan los factores de capacidad de cada grupo obtenidos (sin descontar su indisponibilidad) y en la figura 4.2 el error absoluto en los factores de capacidad del modelo determinista frente al probabilista, para el caso ejemplo representativo del sistema peninsular español (ver Apéndice D).

Figura 4.1. Factores de capacidad de cada grupo sin descontar la indisponibilidad para modelos probabilista y determinista.

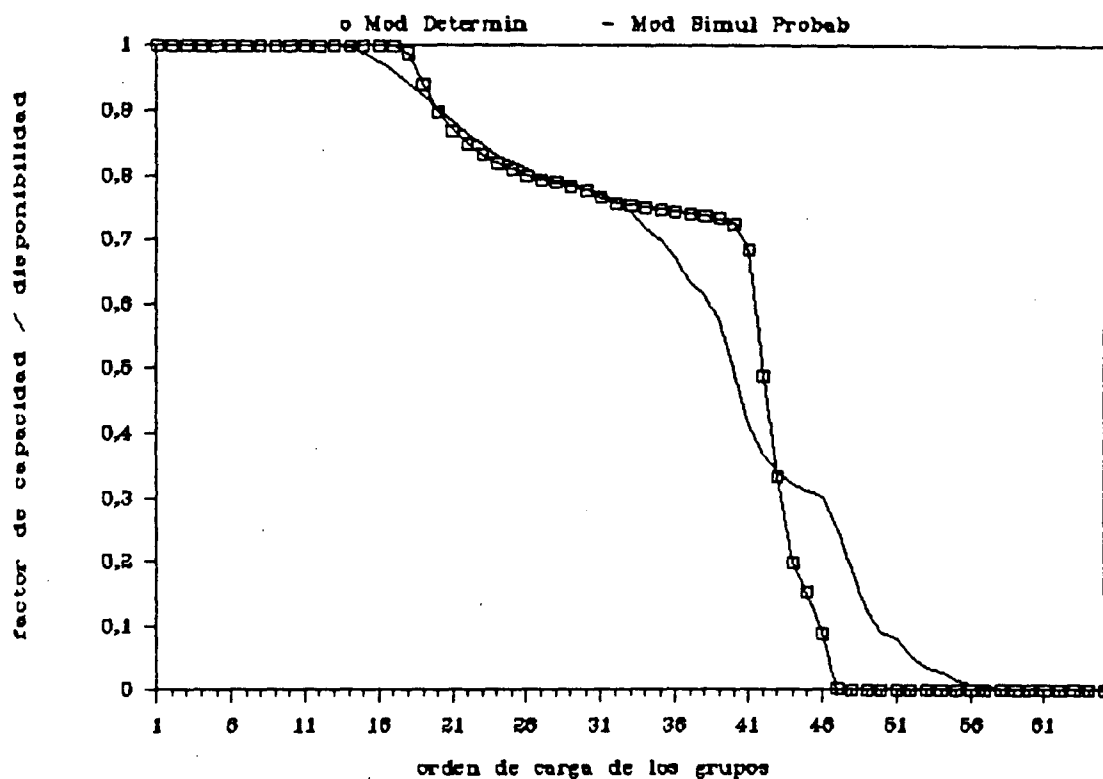
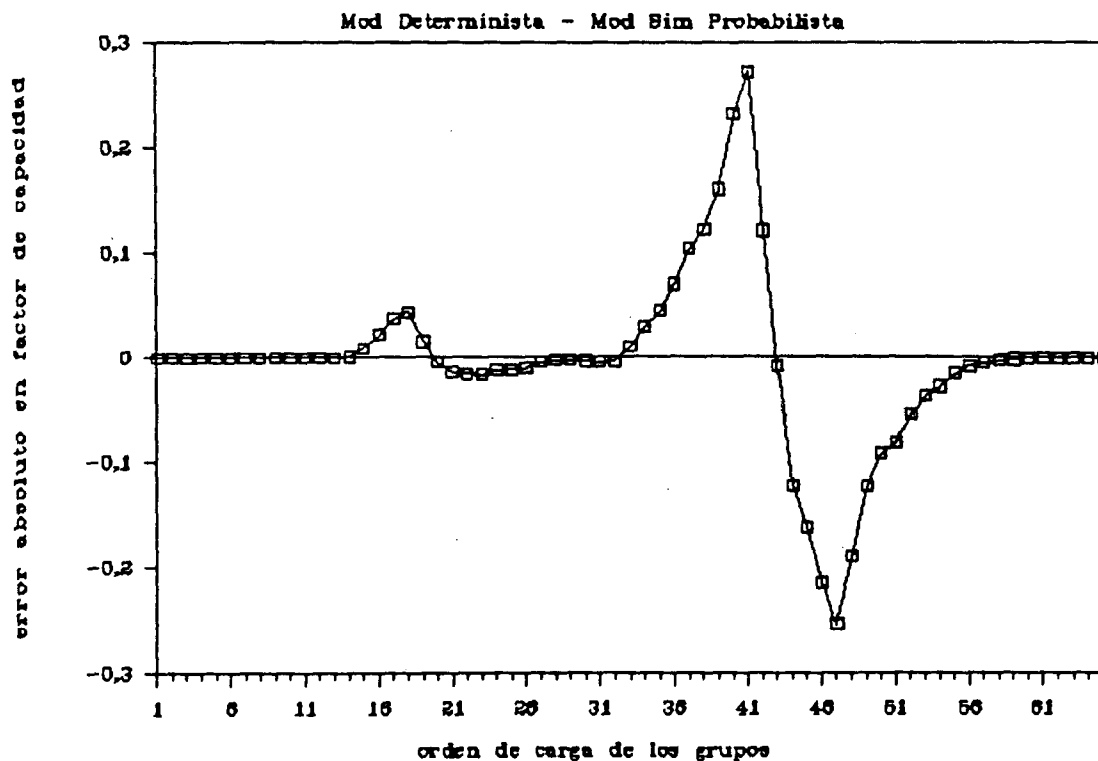


Figura 4.2. Errores absolutos en factores de capacidad de cada grupo del modelo determinista frente al probabilista.



4.1.3.3 Dependencia entre periodos

La dependencia entre periodos se refleja en la opción de optimización anual (OA) del MODEX. Se consideran las dependencias de mayor alcance temporal como son: la capacidad de regulación de los embalses hidroeléctricos, el almacenamiento estacional de la energía mediante bombeo o la interdependencia con ellos del programa de revisiones anuales de los grupos.

Dadas las características de los modelos y sus capacidades pueden esperarse conclusiones de dos tipos. El modelado y optimización de las dependencias entre periodos:

- a) permite repartir óptimamente un recurso finito (por ejemplo, el producible hidráulico anual, las necesidades de mantenimiento de los grupos). Por lo tanto, el coste total de la explotación disminuirá como se verá en los resultados presentados.
- b) permite incluir restricciones realistas de explotación (por ejemplo, en la gestión hidráulica o en las revisiones de los grupos). Por consiguiente, el coste de la explotación aumentará.

El análisis y evaluación de esta segunda posibilidad se contempla en la sección 4.3 dedicada al equipo térmico. Aquí se cuantifica la diferencia relativa al reparto óptimo de recursos hidráulicos.

La comparación Anual-vs-Mensual se hace con MODEX directamente. Esta comparación entre la opción de optimización mensual (OM) y anual (OA) permite calibrar cuál es la importancia de la optimización del reparto del producible anual hidráulico. En la primera opción este reparto viene predefinido en los datos del modelo mientras que en la segunda se realiza la optimización del mismo para obtener el menor coste económico. La comparación entre ambas se hizo suponiendo que el producible mensual para la opción OM se calcula de forma proporcional a la demanda en el bloque de punta de cada mes.

Los resultados obtenidos de la opción OA con respecto a la opción OM han sido los siguientes:

- Disminuye la necesidad de realizar bombeo puro y bombeo mixto o estacional como consecuencia de un mejor reparto de la energía hidráulica entre meses. La producción total anual hidráulica es la misma.

- La producción del equipo nuclear y de lignito pardo, que son los de menor coste variable y se despachan en base, permanece constante.
- Se produce una disminución en la producción del equipo de hulla-antracita y del equipo de carbón de importación. Esta energía es aproximadamente la bombeada en la opción de optimización mensual (OM) que en la opción anual (OA) no se realiza.
- Como resultado de estas variaciones en las producciones de los equipos disminuye el coste medio de generación en la opción OA en un 0,5 % aproximadamente.

Las diferencias aparecidas entre ambas opciones muestran que el reparto del producible anual entre meses de forma proporcional a la demanda en punta de cada uno es un buen criterio heurístico y el resultado se ajusta bastante al óptimo económico. Sin embargo, una optimización real del coste anual de generación permite disminuir aún más estos costes, debido principalmente a un decremento en el bombeo realizado tanto puro como estacional.

4.2 Tratamiento de los mínimos técnicos

El mínimo técnico de un grupo es el punto de potencia por debajo del cual el grupo no puede funcionar por razones técnicas. Depende principalmente de las condiciones de estabilidad de la combustión y de restricciones de diseño de la caldera. Por consiguiente, cuando el grupo está acoplado ha de generar al menos la potencia de su mínimo técnico. La reserva rodante es la potencia que está acoplada sin producir para sustituir fallos de otros grupos acoplados. En el caso español la reserva del sistema es eminentemente hidroeléctrica y su funcionamiento como reserva dinámica no es considerado por los modelos de costes de explotación. Ambas son características cuyo modelado puede alterar el orden de carga de los grupos.

Esta característica de funcionamiento de los grupos, los mínimos técnicos, es difícil de incorporar correctamente en los modelos de coste de explotación por el método de simulación probabilista. Antes de entrar a describir las diferentes soluciones desarrolladas es conveniente exponer claramente la complejidad de este problema.

Como se sabe en un modelo de explotación de este tipo el orden de carga es único para cada simulación de la explotación (entendiendo por simulación la obtención de la energía producida por cada grupo y su coste en la unidad mínima de tiempo considerada). En simulación probabilista clásica los bloques de potencia de los grupos se despachan por orden

económico, se ignoran los temas de mínimos técnicos y reserva rodante. Se trata de simulación pura, sin consideraciones de optimización.

A este tipo de modelos se le puede añadir un cierto orden inteligente preestablecido. Los mínimos técnicos de los grupos acoplados (aquellos que permiten cubrir la demanda máxima del sistema más la reserva rodante) se despachan en primer lugar. De esta manera se cubre la reserva especificada a lo largo del orden de carga y se utiliza un orden más acorde con la realidad de la explotación. Este modelo tampoco introduce optimización, sigue siendo de pura simulación. No se garantiza el respeto de la restricción de suma de mínimos técnicos por debajo de la demanda mínima. Este desarrollo se ha introducido en el modelo de explotación de EGEAS y se describe más adelante.

Además se puede optimizar el orden de carga prefijado con vistas a obtener aquél que respetando la restricción de mínimos técnicos origine el menor coste de explotación. Esto se ha realizado desde dos aproximaciones diferentes:

- separación heurística de los grupos en acoplados y no acoplados de manera que se cumpla (o se viole en la menor medida posible) la restricción de mínimos técnicos. Los cambios a introducir en el orden de carga para respetar la restricción alcanzan sólo a cierto número de grupos con un límite en la diferencia entre sus costes variables. Este procedimiento se describe en el apartado 4.2.3.
- separación según procedimientos de programación matemática de los grupos en acoplados y no acoplados para obtener el mínimo coste esperado respetando la restricción de mínimos técnicos. Este método se presenta en la sección 4.2.4.

En ambos casos existen todavía dos fuentes de error independientes con respecto al verdadero comportamiento óptimo del sistema:

- i) carencia de algoritmo de despacho correcto de mínimos técnicos en simulación probabilista.
No se conoce en simulación probabilista ningún algoritmo que permita calcular con precisión la producción de los mínimos técnicos de los grupos no acoplados cuando, por fallo de grupos anteriores, son llamados a acoplarse en posiciones inferiores del orden de carga y generar.
- ii) alteración del orden debido a las restricciones impuestas.

El orden de carga en simulación probabilista se fija de antemano. Sin embargo, hay ciertas situaciones de indisponibilidad que, a causa de las restricciones de mínimos técnicos y reserva rodante, requieren modificar cualquier ordenación prefijada.

El método de enumeración que se presenta a continuación en la sección 4.2.1 tiene solamente un valor pedagógico para mostrar la importancia del error de tipo (i), sin considerar por lo tanto restricciones impuestas asociadas al orden de carga. Es un método basado en enumeración y no en simulación probabilista, con la consiguiente limitación para sistemas de tamaño grande. Se han hecho serios intentos para desarrollar un modelo de simulación probabilista que considere estos problemas de carga correcta de mínimos técnicos sin haber llegado, por el momento, a resultados definitivos.

Además, se ha desarrollado un modelo de optimización del orden de carga que respete las restricciones asociadas al orden, para ser utilizado en un algoritmo de simulación probabilista. Este modelo se explica con detalle en la sección 4.2.4.

El modelo de optimización probabilista de referencia explicado en el capítulo 3 de la tesis elimina ambas fuentes de error, modelando exactamente el comportamiento del sistema. Será utilizado como patrón para aislar y valorar los errores que ocasionan los otros modelos.

4.2.1 Método de enumeración

Un método de interés pedagógico, pero poco práctico en sistemas realistas, para modelar los costes de explotación esperados a medio plazo en el intervalo de tiempo considerado y que elimina los errores debidos al despacho incorrecto de los mínimos técnicos de los grupos no acoplados sería el siguiente:

- a) Construcción de una tabla de verdad con la relación exhaustiva de todos los posibles estados de disponibilidad del sistema, es decir, todas las combinaciones de estados de disponibilidad de los grupos.
- b) Para cada estado de la tabla de verdad se determina el orden de carga basándose, en principio, en los costes variables medios ponderados de los grupos. El criterio principal para despachar los grupos será satisfacer esta demanda, si es posible con los grupos disponibles. Por tanto, se acoplarán únicamente los grupos necesarios para cubrir la demanda máxima, colocando en primer lugar sus mínimos técnicos ordenados entre si por costes. Además se podrán considerar, entre otras, la

restricción de mantener un cierto valor de reserva rodante y atender la condición de generación de los mínimos técnicos de los grupos por debajo de la demanda mínima. Estas restricciones hacen que el orden de carga pueda cambiar dependiendo del estado de disponibilidad del sistema considerado. Sin embargo, para este modelo demostrativo no se ha considerado ninguna de ambas restricciones. Por tanto, se supone que siempre se puede vender o bombear la energía excedente en valle causada por los mínimos técnicos y que la reserva rodante requerida por el sistema siempre puede satisfacerse. Por consiguiente, el orden de carga será aquí siempre el económico con los grupos disponibles y con los mínimos técnicos únicamente de los grupos acoplados en base.

- c) Calcular la probabilidad de cada uno de los estados y las variables de interés, como son, energía producida por cada punto de válvula de cada grupo y energía no suministrada, si existe situación de pérdida de carga.
- d) Agregar y presentar los resultados globales para el período de estudio.

Este sencillo algoritmo permite valorar, en primer lugar, el cálculo de la energía producida por cada grupo independientemente de otras restricciones que debieran considerarse en un modelo de explotación realista. Un modelo más complicado que tiene en cuenta estas restricciones, entre otras, está descrito en el capítulo 3 de esta tesis.

Vamos a ver mediante un ejemplo sencillo cuales son los valores de energía que proporciona este método. Supongamos un sistema eléctrico compuesto de seis grupos de las siguientes características (ver tabla 4.1).

La representación de cada grupo se ha hecho en este ejemplo mediante dos puntos de válvula. Existen, por lo tanto, tres estados de disponibilidad para cada grupo: fallo total (con probabilidad $q_{1,1}$), fallo del segundo punto de válvula (con probabilidad $q_{1,2}$) y disponibilidad total (con probabilidad $p_1=1-q_{1,1}-q_{1,2}$). El conjunto de estados posibles será de $3^N = 3^6 = 729$.

La curva duración-carga que han de suministrar el conjunto de los grupos presenta el aspecto, extremadamente sencillo, representado en la figura 4.3. Se supone un período de estudio con duración de 1000 horas.

Los resultados obtenidos con el método descrito anteriormente han sido los siguientes (ver tabla 4.2).

Grupo	$P_{i,n}$ (MW)	$P_{i,1}$ (MW)	$q_{i,1}$ (p.u.)	$q_{i,2}$ (p.u.) (PTS/kWh)	$v_{i,1}$ (PTS/kWh)	$v_{i,2}$ (PTS/kWh)
1	200,0	100,0	0,05	0,05	1,0	1,0
2	150,0	50,0	0,05	0,05	2,0	2,0
3	100,0	50,0	0,05	0,05	3,0	3,0
4	100,0	50,0	0,05	0,05	4,0	4,0
5	50,0	25,0	0,05	0,05	5,0	5,0
6	50,0	25,0	0,05	0,05	6,0	6,0
	-----	-----				
	650,0	300,0				

Tabla 4.1. Datos de la generación del sistema eléctrico.

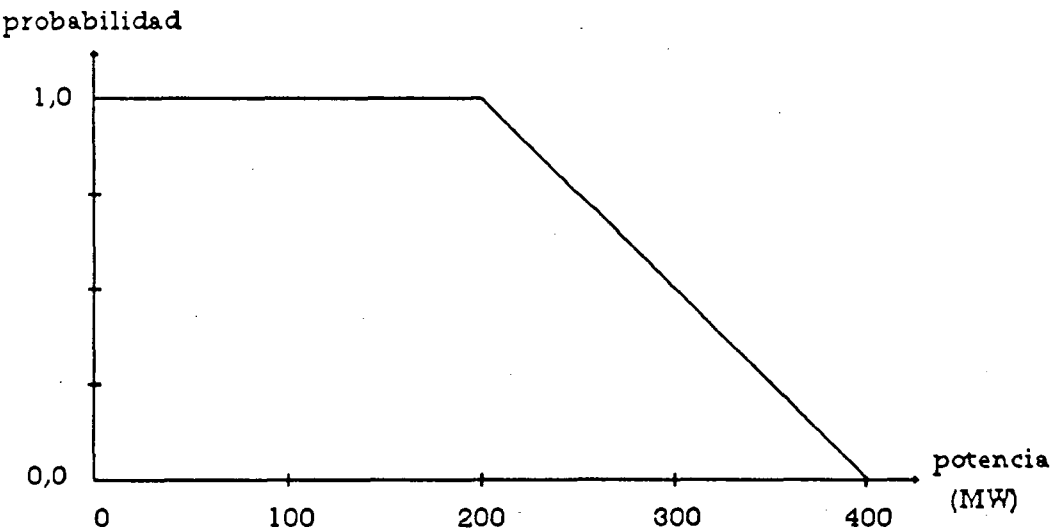


Figura 4.3. Curva duración-carga.

Grupo	Energía (GWh)		
	bloque 1	bloque 2	
1	95,0000	66,3975	161,3975
2	47,5000	26,4192	73,9192
3	47,5000	2,6242	50,1242
4	10,4270	1,1700	11,5970
5	1,7302	0,2556	1,9858
6	0,6198	0,1307	0,7515
EENS			0,2260

Total			300,0000

Tabla 4.2. Energía producida por cada grupo calculada según el método de enumeración.

La probabilidad de necesitar acoplar exactamente (no más) ciertos grupos (con la potencia disponible que tengan) ha sido también calculada (ver tabla 4.3). Aunque un grupo esté indisponible se le considera llamado para ser acoplado si se define como acoplado también el siguiente. Esto significa, a la vista de la tabla 4.3, que nunca se pueden considerar acoplados exclusivamente los grupos 1 y 2, puesto que no cubren la demanda máxima, mientras que los grupos 1, 2 y 3 son llamados para ser acoplados un 76,95 % del tiempo. También se puede calcular a partir de esta tabla la probabilidad de ser llamado para acoplar cada grupo aisladamente y la probabilidad de acoplamiento real (ver tabla 4.4), considerando que una fracción $-q_{i,1}-$ de ese tiempo el grupo falla totalmente.

Grupos acoplados	Probabilidad (p.u.)
1	0,0
1-2	0,0
1-2-3	0,7695
1-2-3-4	0,155925
1-2-3-4-5	0,0475875
1-2-3-4-5-6	0,0269875

Tabla 4.3. Probabilidad de acoplar exactamente un subconjunto de grupos.

Grupo	Probab. de ser llamado (p.u.)	Probab. de estar acoplado (p.u.)
1	1,0	0,95
2	1,0	0,95
3	1,0	0,95
4	0,2305	0,218975
5	0,074575	0,07084625
6	0,0269875	0,025638125

Tabla 4.4. Probabilidad de acoplamiento de cada grupo.

4.2.2 Orden de carga en optimización determinista

El orden de carga en un modelo de optimización determinista viene definido explícitamente por las restricciones que se imponen.

En las cuatro opciones del MODEX, tanto si se trabaja con equipos como con grupos, se distingue entre la potencia de mínimo técnico asociado a la potencia acoplada, que ha de funcionar permanentemente, y el resto hasta alcanzar la potencia acoplada. Los mínimos técnicos en las opciones OM, OA y DG han de despacharse por debajo de la demanda mínima. En caso de sobrepasar esta cota existe una penalización elevada por exceso sobre la demanda mínima. Por consiguiente, en casos no patológicos nunca habrá exceso de demanda en valle. Por otra parte, la opción SP como modelo de simulación probabilista tradicional no considera explícitamente esta restricción.

4.2.3 Orden de carga en simulación probabilista. Método heurístico

Un primer estadio en la consideración de la influencia de los mínimos técnicos se ha desarrollado para el modelo de explotación incluido en el programa de expansión de la generación EGEAS, MIT [62]. En este modelo existe una opción que permite caracterizar un grupo como obligatorio (must-run unit). El efecto de esta opción es desplazar el primer punto de válvula del grupo a la primera posición del orden de carga. Si existen varios grupos definidos obligatorios sus primeros puntos de válvula, ordenados entre sí por costes variables, pasan al comienzo del orden de prioridad. En la mayoría de los casos un grupo (o bloque) obligatorio será cargado por debajo de la demanda mínima y generará a plena potencia durante todo el tiempo. Sin embargo, si un grupo obligatorio se carga por encima del punto de demanda mínima no podrá generar a plena potencia todo el tiempo. Existe para este tipo de grupos una opción que si se especifica indica al programa que todas los grupos obligatorios deben generar tanta energía como sea posible (aunque generen por encima de la demanda) con el exceso de energía identificado como tal. Los costes asociados a estos grupos tienen en cuenta toda la energía generada, incluida la sobrante. Además se informa de la energía excedente para cada grupo y para el sistema en su conjunto. Este tratamiento dado en el programa a los mínimos técnicos basándose en la definición de grupo obligatorio es ciertamente elemental.

A este mismo programa se le han añadido una serie de modificaciones, Ramos [74], que permiten realizar esta asignación de grupo obligatorio de forma automática en cada simulación de la explotación en función de la demanda máxima, la reserva rodante requerida y los grupos hidráulicos y de bombeo existentes, tal como se describe a continuación.

Una aproximación más razonable consiste en realizar la simulación para el estado más probable. En principio, éste se dará cuando todos los grupos se hallen disponibles, supuestas unas probabilidades realistas de fallo de los grupos. Es posible, e incluso probable, que este mismo orden de carga considerado sea el idóneo para otra serie de estados. Esta idea se implantó en el modelo de explotación por el método de simulación probabilista PROSIMO, IIT [41]. El orden de carga se establece dividiendo el conjunto de grupos disponibles entre acoplados y no acoplados. Los grupos acoplados son aquellos que entran en primer lugar a satisfacer la demanda máxima más la reserva rodante establecida. Sus mínimos técnicos se colocan, ordenados por costes variables, en primer lugar. Los grupos no acoplados son aquellos que entran a funcionar únicamente por fallo de los anteriores, sus mínimos técnicos van en el orden que les corresponda por costes, no alterando el orden de carga. Este tratamiento dado a los mínimos técnicos, aunque más sofisticado puesto que trata de eliminar el error debido a la limitación impuesta por los mínimos técnicos, no es totalmente correcto. Se puede comprobar que esta división tan clara entre acoplados y no acoplados no es realmente correcta, ya que los grupos no acoplados cuando entran a funcionar lo hacen con su mínimo técnico en las primeras posiciones, esto es, sigue apareciendo el error de despacho de los mínimos técnicos de los grupos no acoplados. Más adelante se verá con detalle las diferencias que aparecen.

El orden de carga en este modelo se establece según los siguientes pasos:

- a) Determinación de dos subconjuntos de grupos de forma tal que los del subconjunto primero sean los normalmente acoplados y los del subconjunto segundo entrarán en funcionamiento por fallo de algún grupo del primer subconjunto. Para determinar los grupos incluidos en el primer subconjunto se procede de la siguiente manera:
 - i) Se ordenan los grupos según coste variable medio ponderado creciente.
 - ii) El criterio de máxima prioridad es la cobertura de la demanda. Se selecciona inicialmente el subconjunto primero de grupos tomando un número de ellos suficiente para cubrir con la potencia acoplada (suma de potencias nominales de estos grupos) la demanda máxima y la reserva rodante especificada, aunque pueden violarse alguna de las restricciones que se especifican en el punto b. Constituye el orden de carga más probable, correspondiente al estado de la tabla con todos los grupos disponibles.

El subconjunto segundo se ordena según criterio de coste exclusivamente y se supondrá que la entrada en funcionamiento de alguno de los grupos para

reemplazar algún grupo fallado del subconjunto primero no creará problemas con las restricciones consideradas.

- b) Las restricciones de mínimo técnico y reserva rodante se aplican para alterar el orden de carga, según coste variable creciente, del subconjunto primero y actúan según las siguientes prioridades convenidas, que se consideran las más razonables para un modelo de explotación a medio plazo:

- i) Respetar la restricción de mínimo técnico, esto es, la suma de las potencias de mínimo técnico de los grupos acoplados será igual o inferior a la demanda mínima del consumo. Los grupos del primer subconjunto se seleccionan de forma que de existir violación de mínimo técnico ésta se minimice.

Se comprueba si se viola la restricción de mínimo técnico. De no violarse el subconjunto primero queda tal cual y el algoritmo acaba. Si se produce una violación se realizan cambios con grupos actualmente en el segundo subconjunto tendentes a restablecer el cumplimiento de la restricción o disminuir la violación de la misma. Los cambios son los permitidos con tres grupos como máximo de cada subconjunto tomados en cualquier número y en cualquier orden. Esta limitación evita que el orden económico sea fuertemente trastocado. De existir cambios que permiten respetar la restricción se adopta aquél que altera menos el orden de carga y, por tanto, el más barato. Si sólo existen cambios que disminuyen la violación se opta por el que la viola en menor medida.

Suponemos que en caso de violación los grupos habrán de parar o trasvasar los excedentes de producción en valle a sistemas eléctricos vecinos.

- ii) Mantener en toda situación la reserva rodante especificada.

La ordenación final por puntos de válvula se revisa cada vez que se carga un bloque o punto de válvula para respetar en todo momento el requerimiento de reserva rodante. Sin embargo, dado que los mínimos técnicos de los grupos térmicos se han despachado en base, no puede haber problemas de reserva rodante en los puntos de carga intermedios. Además, téngase en cuenta que los grupos hidráulicos se despachan a lo largo de la curva de la manera más rentable económicamente, esto es, cuando pueden producir toda su energía disponible a plena potencia. Por consiguiente, los grupos fluyentes, sin capacidad de regulación, generarán a plena potencia en horas de base. Mientras que los grupos con capacidad de regulación lo harán en horas de punta, cuando más elevado es

el coste marginal de producción, para aplanar la curva de demanda. Actualmente, la reserva rodante en el sistema español es predominantemente hidroeléctrica.

Al aplicar las consideraciones a.ii y b.i se emplea la potencia nominal de los grupos y no su potencia reducida (afectada por la disponibilidad) dado que se trabaja sobre el caso más probable y no sobre un caso medio. Por otra parte, el empleo de potencia reducida sería inconsistente con la simulación probabilista que utiliza potencia nominal.

Las demandas máxima y mínima, que intervienen a la hora de determinar los subconjuntos, se ven afectadas por las potencias de los grupos hidráulicos y de bombeo.

En cuanto a grupos hidráulicos, la demanda máxima se ve disminuida por la potencia hidráulica fluyente y por la potencia hidráulica de embalse. La demanda mínima se ve disminuida por la potencia hidráulica fluyente.

En lo concerniente a grupos de bombeo se supone que éstos se emplean para evitar que no se cubra la demanda máxima más la reserva rodante en punta y para evitar que se violen las restricciones de mínimo técnico. Lo que hacen pues es llevar a cabo una disminución efectiva de la potencia máxima demandada y un aumento efectivo de la potencia de valle de la demanda de consumo. Esto revierte en una relajación de las limitaciones impuestas al algoritmo anterior. El valor de potencia en que se aumenta la demanda valle y se disminuye la demanda en punta se calcula de forma aproximada y determinista, puesto que todavía no se ha realizado la simulación de la explotación del sistema eléctrico. Esta potencia será la que corresponda al bombeo por encima de la curva duración-carga cuya energía sea la suma de los tamaños de los embalses de almacenamiento.

Las demandas máxima y mínima del consumo toman pues los siguientes valores cuando se emplea el algoritmo descrito:

$$DM \text{ efectiva} = DM - Phidr \text{ fluy} - Phidr \text{ embal} - Pbbo$$

$$Dm \text{ efectiva} = Dm - Phidr \text{ fluy} + Pbbo$$

siendo

$Phidr \text{ fluy}$	suma de las potencias de los grupos hidráulicos fluyentes
$Phidr \text{ embal}$	suma de las potencias de los grupos hidráulicos con capacidad de regulación

Pbbo suma de las potencias de los grupos de bombeo

La compra de energía es tratable en primera aproximación como un grupo hidráulico con coste variable conocido y disponibilidad máxima.

Estas son las reglas generales que se encuentran implantadas en el modelo PROSIMO, pero volvamos ahora al análisis del pequeño caso ejemplo de 6 grupos. De acuerdo con ellas, una vez despachados los grupos del sistema eléctrico ejemplo se obtienen los resultados expuestos en la tabla 4.5.

Con este pequeño ejemplo se puede explicar el error aparecido en el despacho incorrecto de los mínimos técnicos realizado en simulación probabilista.

Como se puede observar la energía producida por los diferentes puntos de válvula de los grupos no coincide exactamente en ambos métodos, tabla 4.2 para el método de enumeración y tabla 4.5 para el método heurístico en simulación probabilista. Las diferencias principales aparecen en los segundos bloques de los grupos acoplados dentro del primer subconjunto -1, 2 y 3-, y los primeros bloques de los grupos no acoplados dentro del segundo subconjunto -4, 5 y 6-. Se obtiene una mayor energía producida para los segundos bloques de los grupos acoplados que la calculada por el método de enumeración y viceversa para los primeros bloques de los no acoplados. Esto se debe a que cuando el primer grupo no acoplado entra a generar por fallo de los anteriores su primer punto de válvula se ha de despachar a continuación de los primeros puntos de válvula de los grupos acoplados bajo la demanda mínima y no en el lugar en que aparece bajo este orden de carga.

Si en lugar de considerar acoplados únicamente los tres primeros grupos acoplamos uno más, los resultados de producción aparecen contrapuestos, los segundos puntos de válvula de los grupos acoplados producen menos energía mientras que los primeros bloques de los grupos no acoplados producen más (ver tabla 4.6).

Observar que la energía no suministrada esperada coincide sea cualquiera la ordenación considerada.

Mediante este sencillo ejemplo se aprecia claramente el error asociado al despacho erróneo de los mínimos técnicos de los grupos no acoplados en simulación probabilista.

Grupo	Energía (GWh)		
	bloque 1	bloque 2	
1	95,0000	69,1594	161,1594
2	47,5000	29,1797	76,6797
3	47,5000	4,9922	52,4922
4	3,6404	1,5982	5,2386
5	0,5482	0,3120	0,8602
6	0,2132	0,1307	0,3439
EENS			0,2260

Total			300,0000

Tabla 4.5. Energía producida por cada grupo calculada según el algoritmo heurístico.
Grupos 1, 2 y 3 acoplados.

Grupo	Energía (GWh)		
	bloque 1	bloque 2	
1	95,0000	48,3321	143,3321
2	47,5000	13,2019	60,7019
3	47,5000	3,0289	50,5289
4	42,4093	1,5982	44,0075
5	0,5482	0,3120	0,8602
6	0,2132	0,1307	0,3439
EENS			0,2260

Total			300,0000

Tabla 4.6. Energía producida por cada grupo calculada según el algoritmo heurístico
Grupos 1, 2, 3 y 4 acoplados.

4.2.4 Orden de carga en simulación probabilista. Método de optimización

La obtención del orden de carga en el método de simulación probabilista hasta el momento se ha hecho de forma heurística, basándose en una serie de reglas razonables que dan unos resultados aproximados. Ahora se va a explicar un modelo que permite optimizar esta separación de los grupos en dos subconjuntos, acoplados y no acoplados, para obtener el coste de explotación mínimo. Esto es, dado que la simulación probabilista sólo puede aceptar un orden único de carga queremos obtener el orden de carga que resultaría con coste esperado mínimo, si se aplicara siempre. Notar que en muchos estados de disponibilidad este orden de carga óptimo no debiera utilizarse, pues otros darían coste menor que él. Es, por consiguiente, una aproximación a un modelo exacto.

Esta optimización tiene por objetivo la minimización de los costes de explotación, que tienen un tratamiento probabilista, del conjunto de grupos para satisfacer una demanda especificada en un período de estudio determinado. Entre ellos se consideran:

- los costes variables debidos a la energía producida por los grupos
- el coste por energía no suministrada

(estos costes son no lineales debido a la característica no lineal de la curva duración-carga)

- los costes de acoplamiento de los grupos del primer subconjunto
- la penalización por defecto de reserva rodante
- la penalización por exceso de potencia de mínimos técnicos del primer subconjunto sobre la demanda mínima

(estos otros costes son lineales).

Las restricciones consideradas, que permiten lograr un despacho realista de los grupos, son las siguientes:

- la suma de las potencias de los mínimos técnicos de los grupos acoplados en el primer subconjunto ha de ser menor que la demanda mínima más el exceso máximo permitido (estando este exceso penalizado)

- la suma de las potencias nominales de los grupos acoplados en el primer subconjunto más el defecto de reserva rodante ha de ser igual a la demanda máxima multiplicada por un margen de reserva (el defecto está penalizado).

Esta última restricción permite mantener una reserva rodante al realizar el despacho de todos los grupos bajo la curva duración-carga.

Es importante tener en cuenta que los modelos de simulación probabilista no llevan ninguna restricción expresada como tal, sino que éstas se incluyen implícitamente al confeccionar el orden de carga, de esta manera se considera en los modelos ya citados de simulación probabilista como son EGEAS, MIT [62], y PROSIMO, IIT [41], entre otros. Esto constituye, pues, una novedad en este modelo.

Además existe la restricción implícita de suponer las decisiones de acoplamiento de los grupos como variables enteras. Para ello se ha utilizado la misma técnica de *branch and bound* que se empleó en el modelo de referencia del capítulo 3.

Matemáticamente el problema se puede formular del siguiente modo:

$$\min \underbrace{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{nb} (E_{i,j} v_{i,j}) + E_{N+1} v_{N+1}}_{\text{no lineal}} + \underbrace{\sum_{i=1}^N (A_i c_i T) + P_m^e c_m^m T + P_R^d c_R^R T}_{\text{lineal}} \quad (4.1)$$

siendo A_i , P_m^d , P_m^e , P_R^d y P_R^e las variables del problema y donde $E_{i,j}$ y E_{N+1} son funciones no lineales (debido a la no linealidad de la curva duración-carga) de las variables A_i . Estas energías han sido obtenidas mediante un modelo de simulación probabilista completo.

sujeto a las restricciones:

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,1} A_i) + P_m^d - P_m^e = D_m \quad (4.2)$$

$$\sum_{i=1}^N (P_{i,n} A_i) + P_R^d - P_R^e = (1+R) D_M \quad (4.3)$$

donde

A_i	variable que define el acoplamiento del grupo. Su valor ha de estar comprendido entre 0 (grupo perteneciente al segundo subconjunto, no acoplado) y 1 (grupo perteneciente al primer subconjunto, acoplado). Un valor intermedio (necesario en la técnica del b&b) indicará que parte del grupo se incluye en el primer subconjunto y la otra parte en el segundo, despachándose cada una según las reglas correspondientes. No obstante, no se considera el fallo de la primera parte (acoplada) al realizar el despacho de la segunda (no acoplada). Su tratamiento es, por lo tanto, independiente.
c_i	coste de acoplamiento del grupo i por unidad de tiempo.
c^m	penalización por exceso de potencia de mínimos técnicos de los grupos acoplados sobre la demanda mínima por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
c^R	penalización por defecto de reserva rodante de los grupos acoplados por unidad de potencia y por unidad de tiempo.
D_M	demanda máxima.
D_m	demanda mínima.
$E_{i,j}$	energía esperada generada por el bloque de potencia j del grupo i .
E_{N+1}	energía no suministrada esperada.
N	número de grupos térmicos.
nb	número de bloques de potencia o puntos de válvula de los grupos.
P^d_R	defecto de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
P^d_m	defecto de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
P^e_m	exceso de potencia de los mínimos técnicos de los grupos acoplados con respecto a la demanda mínima.
P^e_R	exceso de potencia de la potencia de los grupos acoplados con respecto a la demanda máxima corregida por el margen de reserva.
$P_{i,1}$	potencia del mínimo técnico del grupo i .
$P_{i,n}$	potencia nominal del grupo i .
R	margen de reserva rodante.
T	duración del periodo de estudio.
$v_{i,j}$	coste variable del bloque de potencia j del grupo i .
v_{N+1}	coste variable de la energía no suministrada esperada.

Todas las variables del problema son positivas, estando algunas de ellas acotadas.

Además, la variable que define el acoplamiento de un grupo está restringida a ser entera con valor 0/1.

$$A_i \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases} \qquad i=1,\dots,N$$

(4.4)

El resto de las variables son continuas.

Por otra parte, únicamente se permite exceso de mínimos técnicos sobre la demanda mínima hasta un cierto valor P^e_m

$$P^e_m \leq P^e_m$$

(4.5)

El número de variables es $N+4$ ($A_i, i=1,\dots,N; P^d_m; P^e_m; P^d_R; P^e_R$), de ellas N ($A_i, i=1,\dots,N$) intervienen, aunque no explícitamente, en la parte no lineal de la f.o. mientras que las otras o bien no están en la f.o. (P^d_m, P^e_R) o bien se encuentran exclusivamente en la parte lineal (P^e_m, P^d_R). Existen dos restricciones lineales. El número de coeficientes de las variables no nulos en las restricciones es $2N+4$. La matriz de los coeficientes de las restricciones muestra el aspecto indicado en la figura 4.4 al representar únicamente los coeficientes no nulos.

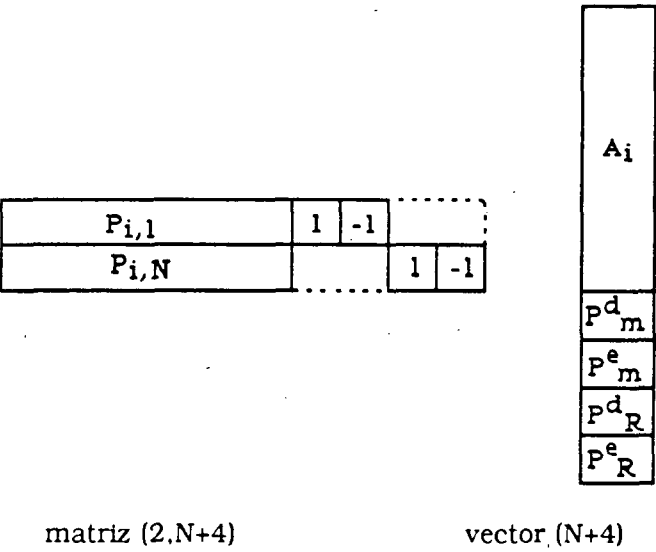


Figura 4.4. Coeficientes de la matriz de las restricciones.

El modelo de explotación presentado guarda un gran paralelismo con el descrito en el capítulo 3. Sin embargo, existen diferencias de objetivo. Mientras que éste es un modelo que utiliza la técnica de simulación probabilista, contabilizando todas las posibles situaciones de fallo y funcionamiento de los grupos, el otro es un modelo determinista pues realiza la optimización para una situación dada de disponibilidad de los grupos. Las variables de acoplamiento en este modelo significan decisión de despachar la unidad en un subconjunto (1 cuando se despachan en el subconjunto de los acoplados y 0 cuando se despachan en el subconjunto de los no acoplados), mientras que en el otro (el modelo de referencia del capítulo 3) representan la decisión de acoplar o no cada grupo.

El problema de optimización de los costes de explotación del sistema eléctrico se ha presentado como minimización de una función objetivo no lineal (expresión 4.1) que constituye un modelo de simulación probabilista sometida a restricciones lineales (ecuaciones 4.2 a 4.5). Siendo la restricción (4.4) la condición de ser enteras las variables de acoplamiento.

Es, por lo tanto, un modelo de programación mixta. Se utiliza para su resolución la misma técnica de *branch and bound* descrita en la sección 3.2.3. Es decir, sistemáticamente se evalúan problemas de programación no lineal con restricciones adicionales para conseguir una solución entera en las variables de acoplamiento.

El cálculo del valor de la función objetivo (y de sus derivadas) se realiza en una subrutina desarrollada por el usuario, llamada durante el proceso de optimización. Este cálculo implica la realización completa de un modelo de coste de explotación por el método de simulación probabilista con el despacho de todos los grupos bajo la curva duración-carga.

En la figura 4.5 se representa el despacho de los grupos. Primero se cargan los mínimos técnicos de los grupos acoplados ordenados por costes variables crecientes. Su punto de carga se identifica como u_k . A continuación sus segundos bloques de potencia también ordenados, siendo U_k su punto de carga. Por último, se despachan grupo a grupo los no acoplados separados en puntos de válvula. Se considera que estos grupos entran a funcionar completamente en esa posición.

Como se trata en el fondo de un modelo de simulación probabilista, después de realizar el despacho de cada grupo y la obtención de la energía esperada generada, se efectúa la convolución de sus fallos (ver una explicación sobre el método de simulación probabilista en el

apéndice B). El tratamiento dado a la curva duración-carga equivalente es analítico, mediante el método de los cumulantes (en el apéndice C aparecen sus expresiones matemáticas).

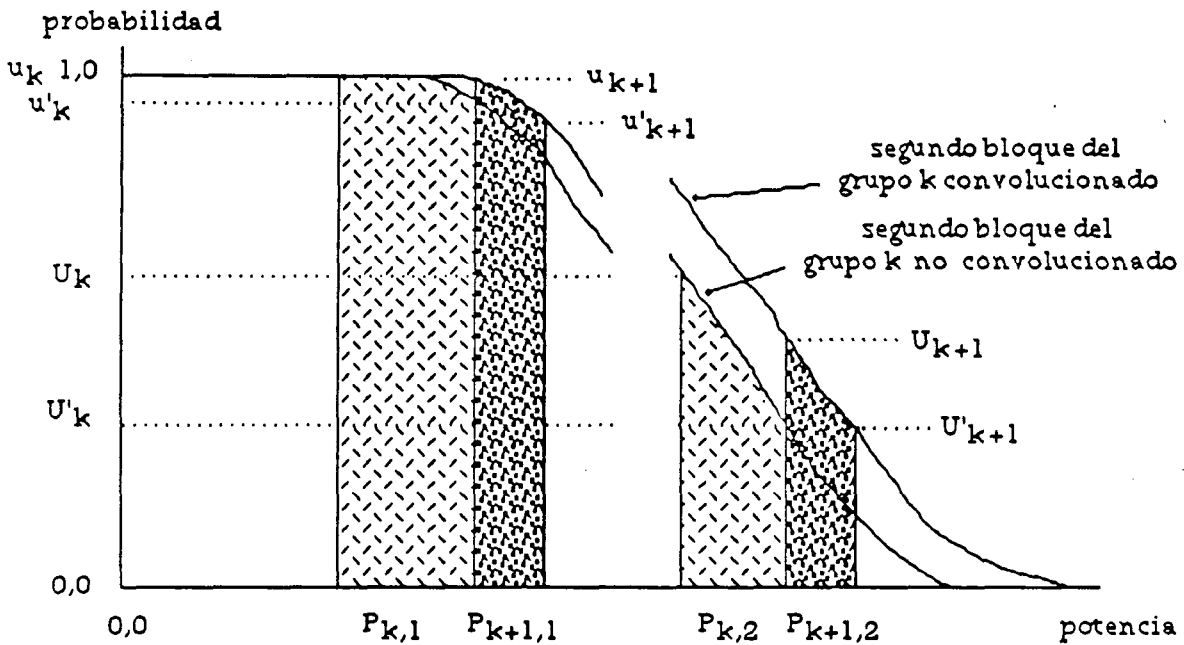


Figura 4.5a. Despacho de los grupos del **primer** subconjunto.

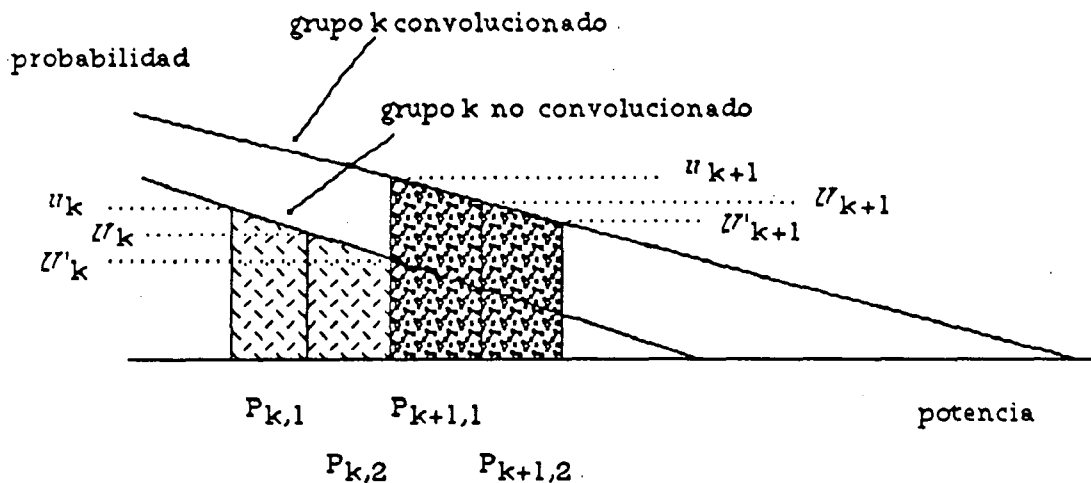


Figura 4.5b. Despacho de los grupos del **segundo** subconjunto.

4.2.4.1 Implantación informática

El paquete de optimización MINOS, utilizado en la resolución del problema de programación no lineal, requiere la especificación, en un formato estándar, de los nombres de las variables y restricciones del problema, de los coeficientes no nulos de las restricciones y la parte lineal de la f.o., así como de las cotas de las restricciones y de las variables. Además se puede introducir una solución factible inicial para reducir el tiempo de búsqueda del óptimo. Aquí la opción elegida para la solución inicial es acoplar los grupos por orden económico respetando ambas restricciones. Si con el orden elegido se respetan ambas restricciones la solución será la óptima.

De la misma manera que con el modelo de referencia del capítulo 3, se han escalado los coeficientes y variables del problema y se han ajustado una serie de parámetros del programa de optimización para su resolución. En ambos casos coinciden los valores adoptados.

Este modelo, OPTO, ha sido implantado en un ordenador DIGITAL modelo MicroVAX 3500. El programa ha sido escrito en FORTRAN 77 y está formado por 1450 líneas de código aparte del paquete de optimización MINOS.

Adicionalmente, en este modelo se han obtenido las derivadas de la función objetivo con respecto a las variables del problema (decisiones de acoplamiento, entre otras). Esto representa una contribución en el ámbito de modelos de simulación probabilista. La presentación y un estudio detallado de las mismas se realiza en el apartado 4.9 relativo a medidas de sensibilidad de los modelos.

4.2.5 Resultados y conclusiones

Cuando existen problemas con los mínimos técnicos el MODEX reemplaza potencia acoplada con alto porcentaje de mínimo técnico por otra de menor relación, el PROSIMO busca una única ordenación que sea la más probable y el MCEA selecciona para cada estado de disponibilidad los grupos a acoplar que ocasionen el mínimo coste de explotación.

Para determinar el error que se produce en un modelo de simulación probabilista por el despacho incorrecto de los mínimos técnicos (sin tener en cuenta la restricción que éstos han de cumplir) se ha efectuado la comparación entre los resultados producidos por el MCEA (optimización probabilista) y por el PROSIMO (simulación probabilista), actuando el primero como modelo de referencia.

El modelo de simulación probabilista divide la generación en un subconjunto de grupos acoplados (los necesarios para cubrir la punta de demanda) y el resto en otro subconjunto de no acoplados. Los mínimos técnicos de los grupos acoplados se colocan en primer lugar, ordenados entre sí por costes variables, por debajo de la demanda mínima, si esto es posible. A continuación se despachan los segundos bloques de los grupos acoplados. Por último se carga cada grupo no acoplado con sus dos puntos de válvula despachados contiguamente. Esta manera de efectuar la colocación de los grupos bajo la curva duración-carga ya se explicó en secciones anteriores.

A la vista de los resultados, ver figuras 4.6 a 4.9, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- los primeros puntos de válvula de los grupos no acoplados claramente muestran unos factores de utilización inferiores a los de referencia. Los errores disminuyen con el orden de carga del grupo. El error máximo entre factores de utilización es de 0.44. Para el primer grupo no acoplado, el modelo de referencia da un factor de utilización para el primer bloque de 0,59 mientras que el modelo de simulación probabilista obtiene 0,15, véanse los factores de utilización y sus errores absolutos en las figuras 4.6 y 4.7. Este error es claramente significativo en valor absoluto e incluso superior a la diferencia que se vio entre un modelo determinista y otro probabilista.
- los errores en los segundos puntos de válvula de los grupos acoplados son menos significativos en valor absoluto alcanzando valores máximos de 0,12, ver las gráficas en las figuras 4.8 y 4.9. Sin embargo, representan también errores relativos importantes para esos grupos.
- los errores de los segundos puntos de válvula de los grupos no acoplados son muy pequeños en valor absoluto debido a que ya los grupos ya tienen de por sí factores de utilización bajos.

El coste total obtenido por el modelo de simulación probabilista es un 1.8 % superior al proporcionado por el modelo de referencia.

Estos resultados son una comprobación con un modelo realista aplicado al sistema peninsular español de los obtenidos en 4.2.1.

Figura 4.6. Factores de capacidad de los mínimos técnicos de cada grupo para modelo de referencia y modelo de simulación probabilista.

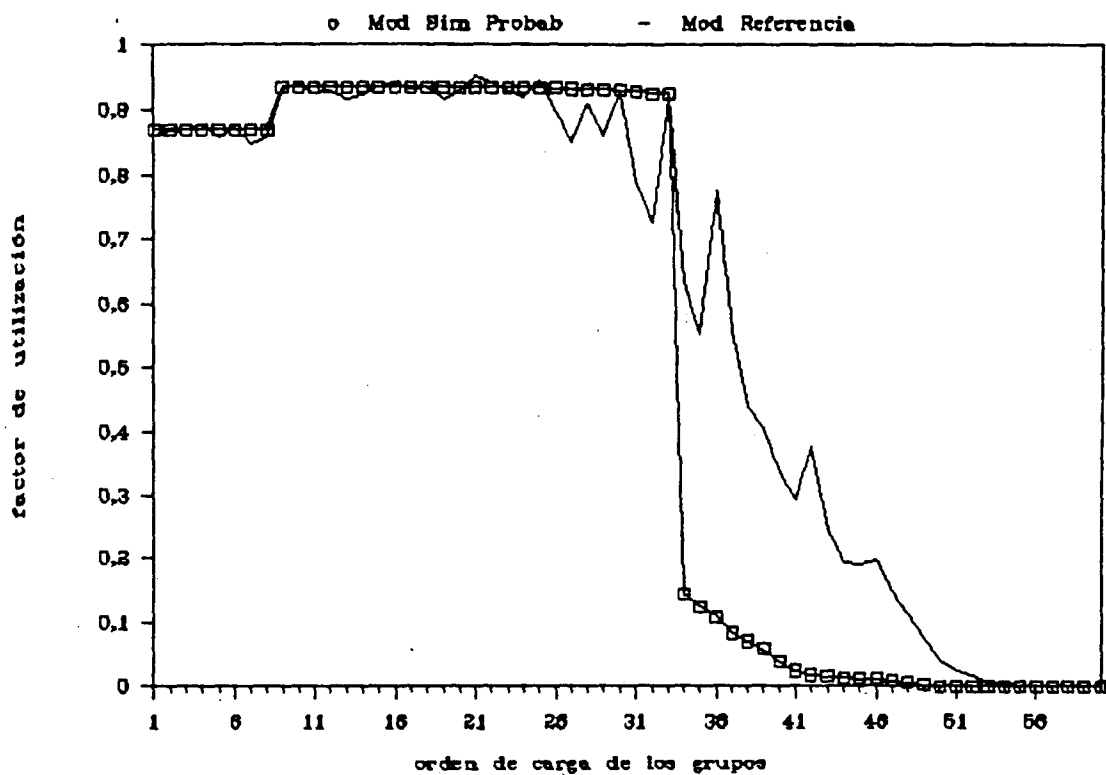


Figura 4.7. Errores absolutos en factores de capacidad de los mínimos técnicos de cada grupo del modelo de simulación probabilista frente al de referencia.

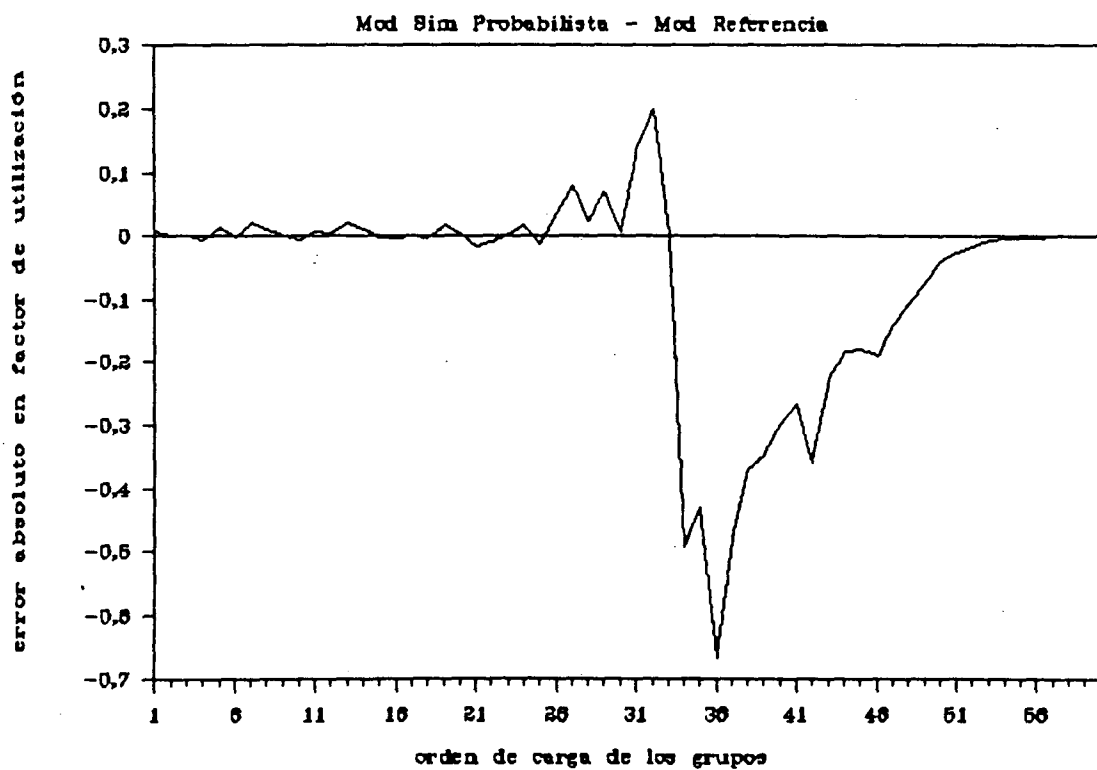


Figura 4.8. Factores de capacidad de los segundos puntos de válvula de cada grupo para modelo de referencia y modelo de simulación probabilista.

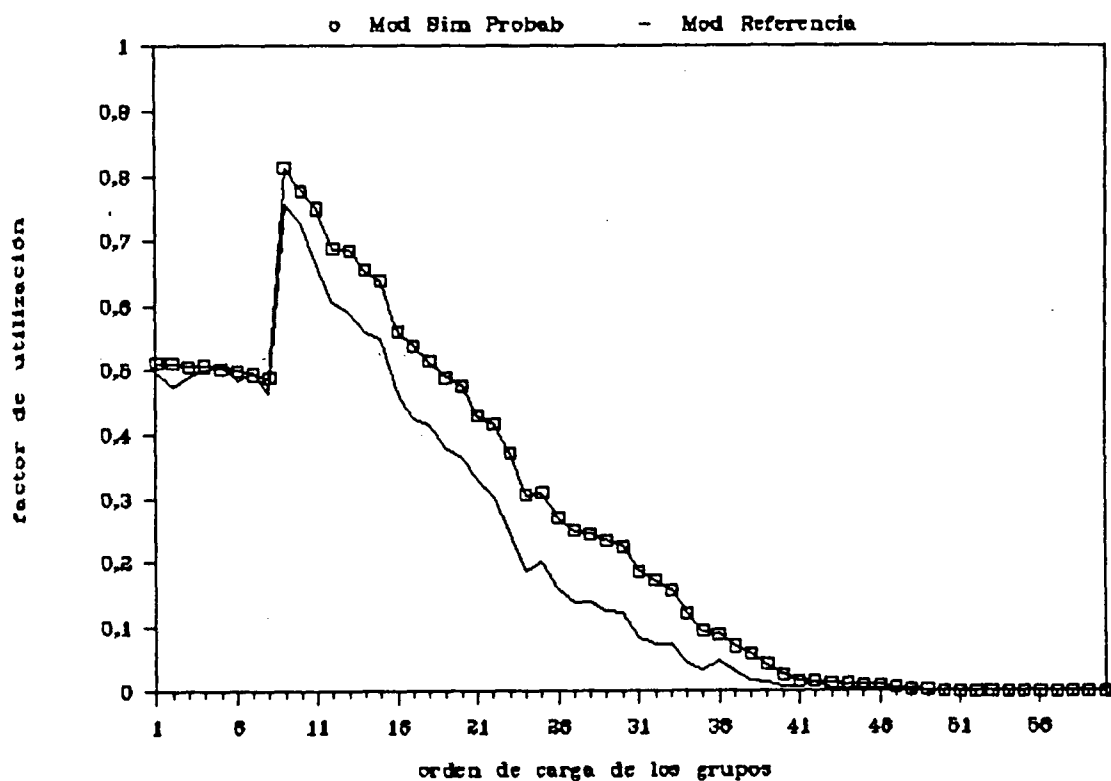
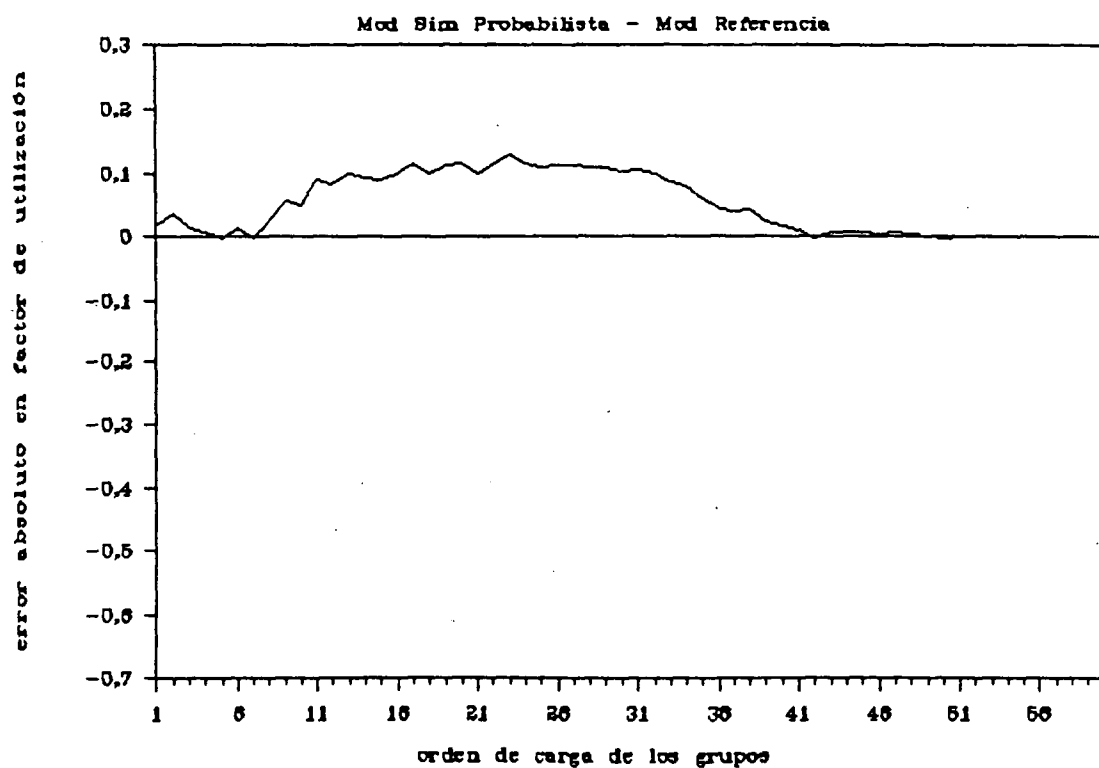


Figura 4.9. Errores absolutos en factores de capacidad de los segundos puntos de válvula de cada grupo del modelo de simulación probabilista frente al de referencia.



Para evaluar la importancia del error que se produce al no considerar la restricción de los mínimos técnicos y cómo ésta afecta a la energía generada por cada grupo se ha utilizado el modelo de referencia. Este modelo se ejecuta con diferentes valores de exceso máximo de potencia de los mínimos técnicos por encima de la demanda mínima, no penalizando éste. De esta manera se consigue restringir hasta distintas cotas la suma de los mínimos técnicos de los grupos acoplados. Realmente para poder funcionar con este exceso de potencia en valle se necesita el bombeo efectuado por razones técnicas o las ventas a sistemas eléctricos vecinos, si son posibles. Por lo tanto, al analizar la importancia económica de la restricción implícitamente se evalúa el valor económico de la potencia de bombeo desde la perspectiva de permitir un despacho más económico de los grupos.

Se han obtenido las siguientes conclusiones cualitativas y cuantitativas:

- se produce un decremento en la generación de los mínimos técnicos de los grupos con costes variables inferiores, que coinciden muy aproximadamente con los que tienen también unos mínimos técnicos superiores (ver figura 4.10 para el caso de exceso máximo permitido de 0 MW). Los dientes de sierra que se aprecian en las curvas responden a grupos con costes variables semejantes pero con valores muy diferentes de coeficientes de mínimo técnico. El mayor decremento se produce en el grupo Lada 3, con el puesto número 35 en el orden de carga establecido por costes variables, y su factor de utilización cambia de 0,845 sin restricción de mínimos técnicos a 0,018 (variación de -0,827) con la restricción máxima (exceso máximo 0 MW). Su coeficiente de mínimo técnico es de 0,79.
- de manera inversa, los primeros puntos de válvula de los grupos más caros generan más energía (ver figura 4.10 para el caso de exceso máximo de 0 MW). El mayor incremento se ocasiona en el grupo Cádiz 1 que pasa de factor de utilización 0,0 sin restricción a 0,886 (variación de 0,886), siendo su coeficiente de mínimo técnico de 0,26.
- de manera global, se produce un aumento de generación en los grupos con coeficientes de mínimo técnico bajos (y usualmente costes variables elevados) y un decremento en grupos con coeficientes de mínimo técnico elevados (generalmente con costes variables bajos). Como consecuencia de esta variación en las producciones de los grupos los costes variables totales de explotación se incrementan. Este incremento es aproximadamente exponencial con respecto al valor de exceso máximo de mínimos técnicos permitido, ver figura 4.11. Un exceso

máximo de 0 MW supone un aumento de un 21,5 % en los costes de la explotación con respecto a la explotación sin restricción de mínimos técnicos (exceso de 3000 MW). Un exceso de 500 MW ocasiona un 9,3 % de aumento, un exceso de 1000 MW un 3,3 % de incremento y 1500 MW de cota un 0,5 %.

Esta curva de variación de los costes de explotación muestra el valor económico que adquiere el equipo de bombeo desde la perspectiva de relajar la restricción de los mínimos técnicos. Significa que el valor marginal de la potencia de bombeo decrece al aumentar ésta, esto es al relajar la restricción, y que aproximadamente los primeros 1500 MW de potencia de grupos de bombeo son muy valiosos.

- la variación entre la producción de cada grupo con restricción de mínimos técnicos y sin ella se halla inversamente correlacionada, de manera aproximada, con el producto del valor de su mínimo técnico con respecto a su potencia nominal multiplicado por su coste variable de combustible, ver figura 4.12. La inversa de este producto representa aproximadamente la ordenación de los grupos cuando esta restricción es relevante. Por una parte, los grupos con costes variables inferiores tenderán a ser los primeros en el orden de carga, pero también lo serán los grupos con coeficientes de mínimo técnico menores (ver figura 4.12 también para el caso de exceso de 0 MW). Esta conclusión indica que un orden de carga razonable como punto de comienzo para el programa de simulación probabilista con inclusión de la restricción de los mínimos técnicos, como el proporcionado por el programa OPTO, visto en el apartado 4.2.4, puede ser razonable.

Como se ha mencionado en apartados previos, ver 4.2.4, el modelo OPTO es un modelo de simulación probabilista al que se le han incorporado ciertas restricciones, siendo una de ellas la relativa a los mínimos técnicos. Ya se han analizado los diferentes tipos de errores asociados a los mínimos técnicos que aparecen en modelos de simulación probabilista tradicionales. Los errores asociados a un despacho incorrecto de los mínimos técnicos ya se han comentado y evaluado con anterioridad. Otra fuente de error se debe a no respetar la restricción que éstos suponen en la explotación del sistema. Este tipo de error se subsanaría con el modelo OPTO desarrollado durante esta tesis. Para evaluar el tratamiento que hace el modelo OPTO de la restricción de mínimos técnicos se han hecho diversas ejecuciones que permiten extraer las siguientes conclusiones, coincidentes plenamente con las obtenidas mediante el modelo de referencia MCEA:

Figura 4.10. Diferencia en los factores de capacidad de los mínimos técnicos de cada grupo para exceso de potencia sobre la demanda mínima de 0 MW y de 2500 MW con el modelo de referencia MCEA.

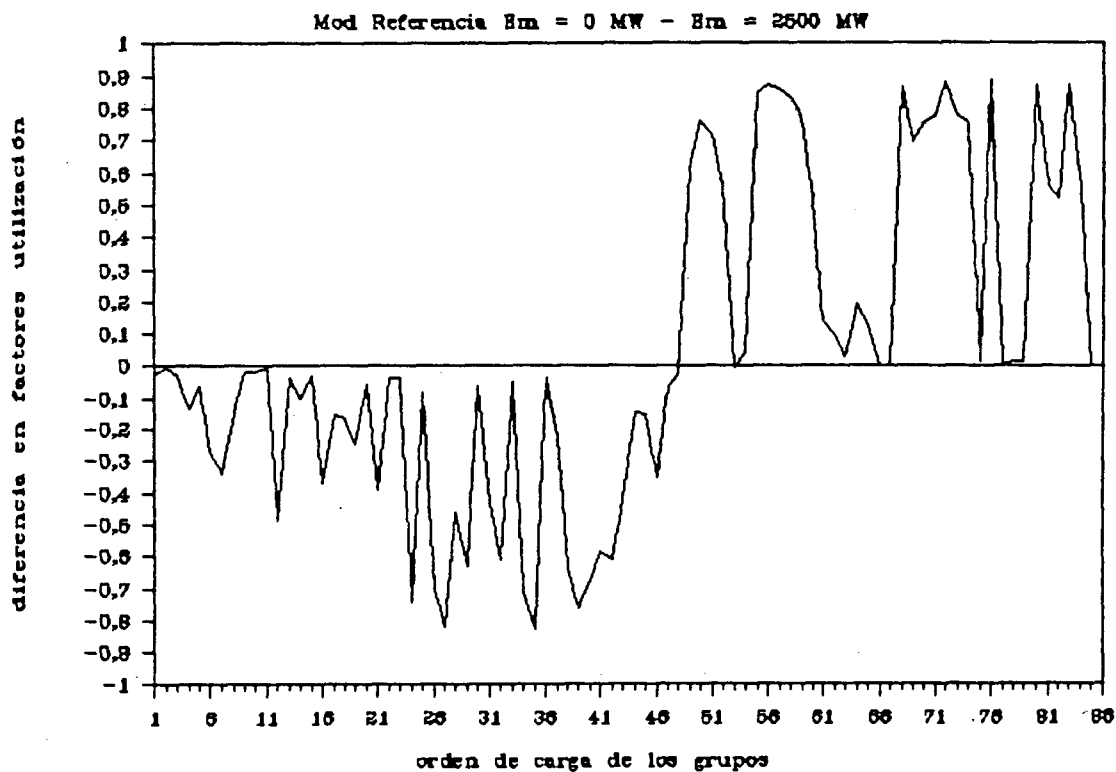
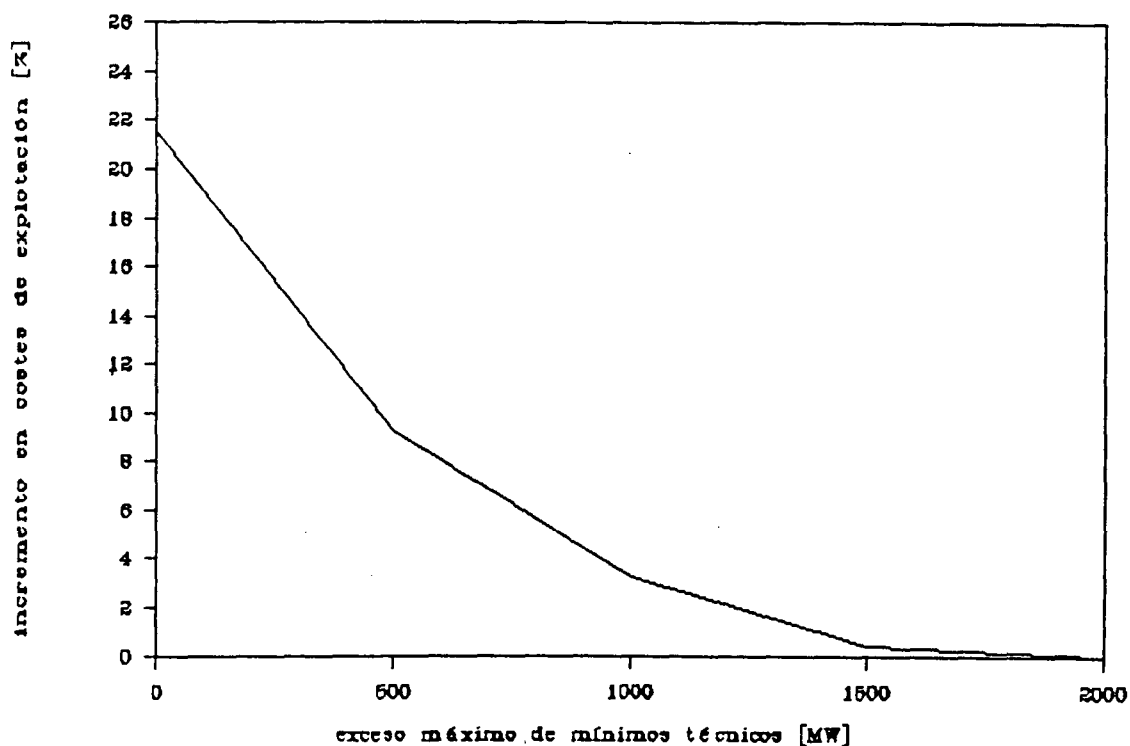


Figura 4.11. Variación de los costes en función del exceso de potencia de los mínimos técnicos sobre la demanda mínima.



- se produce un decremento en las producciones de los grupos con mínimos técnicos elevados (los primeros en el orden de carga económico) y un aumento en la generación de los de coeficientes de mínimo técnico inferiores (generalmente con costes variables superiores), ver la diferencia en factores de utilización de los grupos con restricción de mínimos técnicos (exceso máximo 0 MW) y sin ella (exceso máximo 3000 MW) en la figura 4.13.
- el decremento en los costes de explotación es exponencial al disminuir linealmente la cota de exceso de mínimos técnicos permitida.

Tal como se vio anteriormente el despacho incorrecto hace que se comentan errores por exceso en las producciones de los grupos acoplados y por defecto en las de los no acoplados. De esta manera, cuando no existe restricción son los grupos más baratos los beneficiados y por lo tanto el coste de explotación resulta inferior al proporcionado por el modelo de referencia, mientras que cuando la restricción es máxima (exceso de 0 MW) son los grupos con costes variables más elevados los que resultan con exceso en su producción y por lo tanto el coste de explotación es superior al dado por el modelo de referencia.

Sin embargo, en este modelo OPTO se incluye la restricción de mínimos técnicos entre otras y su influencia en el único orden de carga que se considera en simulación probabilista, el orden que resulta óptimo coincide con el obtenido por el modelo de referencia, aunque se obtengan errores en las producciones de los grupos y resulte un coste de explotación ligeramente diferente.

4.3 Parque térmico

En esta sección se estudian aspectos de modelado del parque térmico que genéricamente podrían describirse como referentes al nivel de desagregación del parque térmico. Esto es, su tratamiento por equipos o grupos individuales. Además y dentro de cada grupo, su división en bloques de potencia atendiendo a diferentes probabilidades de fallo o costes variables distintos.

Además, existen otras características asociadas a los grupos térmicos que también se comentan, como son: la posibilidad de modelar paradas en fin de semana y el tratamiento de la reserva rodante.

Figura 4.12. Diferencia en los factores de capacidad de los mínimos técnicos de cada grupo para exceso de potencia sobre la demanda mínima de 0 MW y producto del coeficiente de mínimo técnico por coste variable del grupo

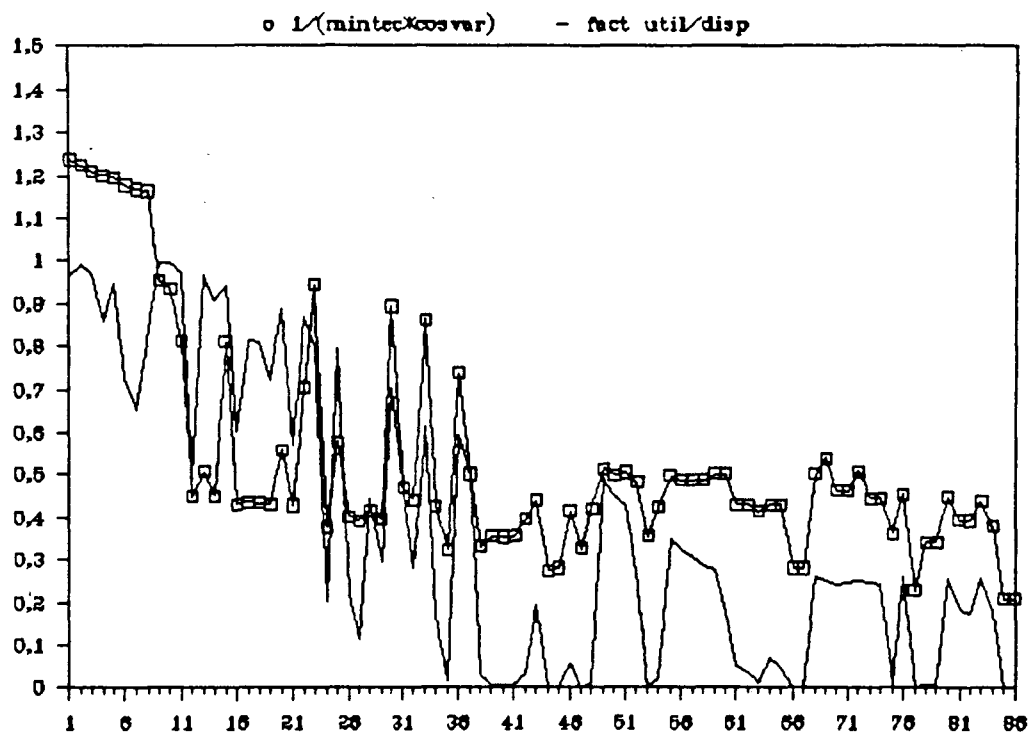
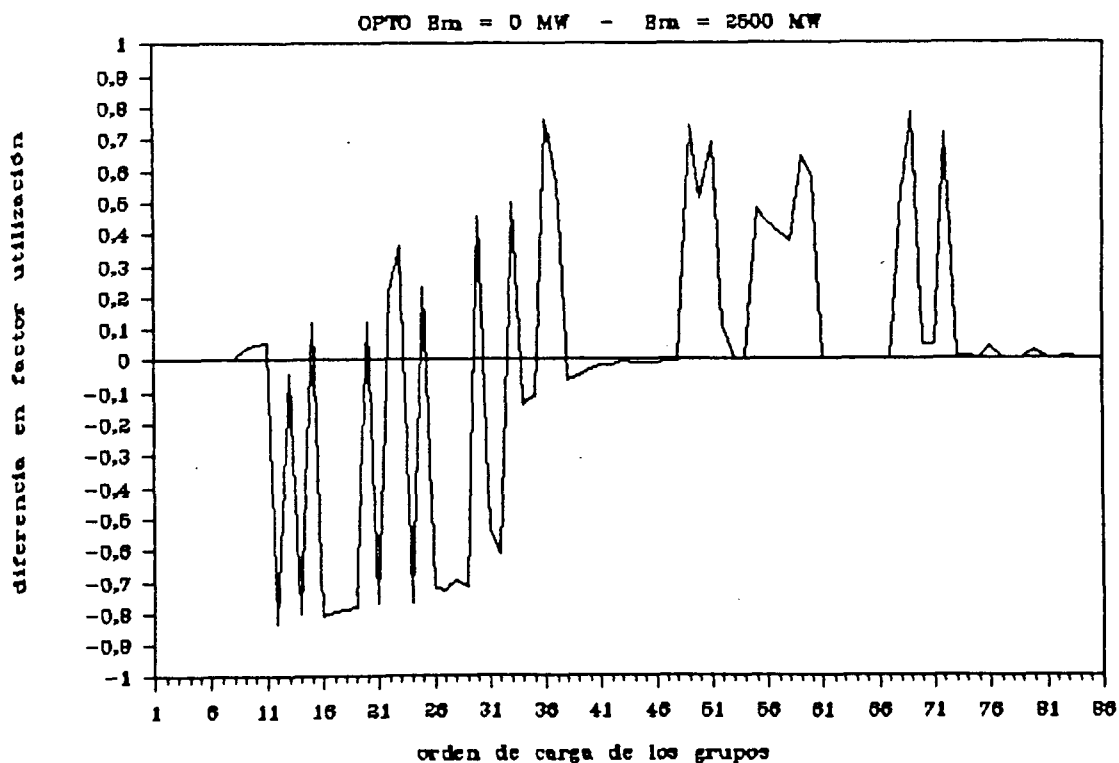


Figura 4.13. Diferencia en los factores de capacidad de los mínimos técnicos de cada grupo para exceso de potencia sobre la demanda mínima de 0 MW y de 2500 MW con el modelo OPTO.



4.3.1 Optimización determinista

En MODEX el parque térmico se halla dividido en seis tipos de centrales térmicas o equipos atendiendo a su combustible principal (hulla-antracita, lignito pardo, lignito negro, carbón importado, fuel-oil y nuclear).

Su tratamiento es diferente para las distintas opciones. Las dos primeras, OM y OA, realizan la optimización basándose en los seis tipos de generación. Dada una potencia instalada por equipo se obtiene su potencia disponible para explotación una vez descontada la potencia en revisión, especificada por el algoritmo de programación del mantenimiento. La optimización del coste de explotación determina la potencia a utilizar en cada mes por cada equipo.

La opción DG se encarga de la desagregación de estas potencias y determina los grupos que deben acoplarse. Realiza la nueva explotación calculando los costes y energías de cada grupo.

Por último, la opción SP despacha probabilísticamente los grupos bajo la curva duración-carga.

En todas las opciones del MODEX tanto los equipos como los grupos se dividen en dos bloques de potencia, mínimo técnico y resto hasta la potencia acoplada.

La optimización de la explotación considera simultáneamente los seis subperiodos del mes (punta, llano y valle en laborable y festivo). Debido a que la demanda en festivo es inferior a la de laborable es posible que sea económico parar determinados grupos en fin de semana.

Existe una característica de los grupos, capacidad de parar en fin de semana, que los hace más flexibles para acomodarse a la explotación. Sin embargo, en la actualidad se tiende a evitar la parada en fin de semana de los grupos por dos razones principales: el prematuro envejecimiento que supone sobre todo en los componentes mecánicos de la caldera y porque debido al aumento de los grupos nucleares serían ahora los grupos de carbón, más inflexibles por diseño, los que deberían parar en fin de semana. Como política alternativa a la parada se pretende la disminución de los mínimos técnicos de los grupos. Por consiguiente, la capacidad de un modelo para reflejar las paradas en fin de semana es cada vez menos importante.

MODEX contempla en la optimización esta flexibilidad, diferenciando las potencias acopladas en laborable y festivo. Es, por lo tanto, un modelo sofisticado en el tratamiento de

esta dependencia intraperíodo (de ámbito semanal). Esta capacidad es también importante para desacoplar los problemas de punta (potencialmente con energía no suministrada) de los de valle (problemas con mínimos técnicos), tal como se ha comentado en apartados previos.

La reserva rodante en MODEX se considera explícitamente como una restricción en el planteamiento de optimización. Se calcula como diferencia entre potencia total acoplada y potencia producida en el escalón de punta de cada uno de los meses. Es una restricción cuyo incumplimiento está penalizado económicamente y, por lo tanto, para valores realistas de penalización será satisfecha siempre que sea posible con el equipo disponible.

4.3.2 Simulación probabilista

En el modelo de explotación del EGEAS y en el PROSIMO los grupos se despachan individualmente.

Ambos admiten la división de su potencia en varios puntos de válvula. Se consideran explícitamente en los algoritmos de despacho las dependencias que existen entre ellos, así el segundo bloque de potencia no puede funcionar si el primero no está disponible.

La reserva rodante en los modelos de simulación probabilista se evalúa como la diferencia entre la potencia acoplada y la despachada en cada punto del orden de carga. Corresponde, por consiguiente, a los bloques no despachados todavía de grupos ya acoplados. Para satisfacer a lo largo del orden de carga un valor de reserva rodante prefijado se adelanta el acoplamiento de primeros bloques (mínimos técnicos) de grupos todavía no acoplados, produciéndose una alteración del orden de carga estrictamente económico. Si se considera que los primeros bloques son los mínimos técnicos todos ellos van en base y, por lo tanto, no pueden aparecer problemas de reserva rodante más que en punta.

Estos modelos no consideran la dependencia temporal que supone el tratamiento de las paradas en fin de semana ya que implícitamente son monoperíodo. Su inclusión llevaría a simular la explotación con diferentes conjuntos de grupos disponibles en cada subperíodo, situación que no sería realista para subperíodos inferiores a una semana, dados los tiempos típicos de duración de los fallos en las centrales de generación.

4.3.3 Conclusiones

El tratamiento de la optimización de la explotación por equipos obedeció a la necesidad de mantener el número de variables de decisión del problema de programación lineal dentro de límites razonables. Sin embargo, en la actualidad los códigos disponibles -

MINOS, XMP- permiten trabajar con problemas de mayor dimensión debido a los avanzados métodos de almacenamiento que utilizan. Por consiguiente, una vía clara de mejora del modelo está en la posibilidad de trabajar con variables asociadas a grupos individuales y no a equipos.

Se ha visto que tanto el modelo de optimización determinista, MODEX, como los de simulación probabilista, EGEAS y PROSIMO, son capaces de llegar hasta el máximo nivel de detalle: bloques de potencia de grupos tratados individualmente. El primero requeriría una nueva formulación de la optimización en función de variables de decisión para los grupos (o al menos para las centrales). Parece razonable que esta nueva formulación considerando las variables de acoplamiento de los grupos como continuas no suponga teóricamente ninguna dificultad adicional y es, por lo tanto, una cuestión de buena implantación informática su funcionamiento con tiempos de cálculo razonables. De hecho, solamente los grupos marginales estarían acoplados parcialmente, estando el resto acoplados o desacoplados.

La característica de paradas en fin de semana no parece muy relevante en la actualidad y aún menos en el futuro. Por consiguiente, su exclusión de un modelo no supone una carencia importante. El coste por parada es poco relevante en los grupos térmicos, oscilando entre un décimo y un veinteavo del coste variable de combustible total.

Recientemente, con la liberalización de los costes de combustibles para el consumo eléctrico, ha aparecido un nuevo e interesante problema. Ahora las compañías eléctricas tienen la posibilidad de decidir a quién y qué cantidad comprar de cierto combustible en el mercado libre para sus necesidades. Existen, por otra parte, unas cuotas mínimas o de consumo obligado para ciertos combustibles. Por consiguiente, las empresas pueden gestionar su aprovisionamiento y utilización. Esta decisión de planificación del consumo del combustible a lo largo del año acopla los periodos, interactuando con la programación de la revisión anual de los grupos o con el reparto del producible hidráulico.

El MODEX permite la inclusión de manera natural de estas nuevas condiciones de explotación en la forma de restricciones en la programación lineal. Estas restricciones son del mismo tipo que las de contingente anual hidráulico. Además supone la necesidad de descender el detalle de modelado hasta cuencas o subcuencas del mismo tipo de combustible para que las restricciones resulten significativas.

4.4 Equipo hidroeléctrico

El equipo hidroeléctrico tiene una importancia fundamental en el sistema eléctrico peninsular. Actualmente, representa aproximadamente un tercio de la producción total en un año hidrológico medio. Sin embargo, los modelos de explotación a medio plazo por lo general no lo tratan con suficiente detalle y/o precisión. Veamos a continuación cuales son las características más difíciles de modelar.

En un modelo de explotación interesa caracterizar la interrelación existente entre el equipo hidroeléctrico y los diferentes equipos térmicos del sistema. Se modela el funcionamiento del equipo hidroeléctrico, no sus características físicas. Desde un punto de vista económico se sabe que el equipo hidráulico, cuyo coste variable se supone nulo, será utilizado siempre que sea posible para minimizar el coste total de la explotación. Su misión será sustituir los grupos con mayor coste variable, esto es, aquellos que generarían la punta de demanda, mientras la capacidad de los embalses y sus dependencias lo permitan. El objetivo de los modelos de explotación a medio plazo es determinar la producción del equipo hidráulico y/o su coordinación con los equipos térmicos. Por lo tanto, es conveniente, e imprescindible para un sistema de tamaño semejante al peninsular, una agregación funcional de las centrales hidráulicas (aquéllas cuyo comportamiento pueda suponerse análogo).

Por otra parte, existen otros modelos que a partir de los resultados proporcionados por los modelos de medio plazo comprueban y/o detallan las producciones de las centrales hidráulicas. Estos hacen más énfasis en el modelado físico del equipo hidroeléctrico. Consideran los embalses y las centrales individualmente, modelan explícitamente los volúmenes de agua embalsados, sus aportaciones en función de la procedencia, su relación con otras centrales en el curso del río y sus dependencias. Su interacción con el equipo térmico se establece a través de curvas de valor económico del agua en función de la cantidad utilizada, obtenidas con los modelos a medio plazo.

El equipo hidroeléctrico realiza, además de la función económica ya comentada, una labor de seguimiento de la curva de carga. Deben generar cuando el equipo térmico acoplado es incapaz, debido a sus rampas de variación de carga, de seguir la demanda. Estas situaciones se producen predominantemente al acoplar o desacoplar grupos térmicos, por ejemplo, en la madrugada del lunes cuando se acoplan los grupos parados en el fin de semana anterior. Su caracterización únicamente se puede hacer de forma precisa con modelos muy detallados y de corto plazo que incluyan explícitamente la variación temporal de la demanda.

El equipo hidroeléctrico español es muy numeroso y diverso en cuanto a potencia. Existen en la actualidad más de 240 centrales de potencia superior a 5 MW con valores que alcanzan los 915 MW. Sin embargo, los modelos de explotación a medio plazo, dados los objetivos que persiguen, no requieren manejar semejante número de unidades.

Existe además otra característica muy importante en el sistema hidroeléctrico español, la estocasticidad en las aportaciones. En ocasiones se produce simultaneidad temporal de sequía en ciertas regiones de la península con pluviosidades abundantes en otras. Ello hace necesario una desagregación espacial del sistema hidráulico. Por otra parte, los ciclos anuales de variación de las aportaciones no siempre coinciden temporalmente en la península. Por consiguiente, es necesario efectuar una agregación del sistema hidroeléctrico con criterio de funcionamiento semejante tanto espacial como temporalmente, ver Castillo [16]. Experimentalmente, las centrales hidráulicas peninsulares se pueden agrupar de forma homogénea por cuencas y/o subcuencas geográficas, alrededor de treinta. Esta agrupación supone que previamente, mediante algún modelo o con datos históricos, se han modelado las dependencias existentes entre las centrales de la misma cuenca.

4.4.1 Optimización determinista

MODEX trata el sistema hidroeléctrico español como un único equipo. No capta, por lo tanto, la diversidad hidrológica espacial ni temporal. La estocasticidad en las aportaciones se considera de manera determinista fijando un valor esperado medio para el periodo.

Conceptualmente no presenta problemas aumentar el detalle en el modelado y permitir el manejo de cuencas y/o subcuencas para tener en cuenta estas características.

Tal como se ha mencionado con anterioridad, dentro de los modelos de explotación es necesario decidir cuál ha de ser la manera económicamente óptima de generar la energía hidráulica disponible. Esto supone el modelado de las dependencias existentes entre periodos. El MODEX en su opción de optimización anual OA realiza esta optimización entre periodos de la gestión hidráulica, es decir, decide el momento oportuno para utilizar el agua embalsada.

4.4.2 Simulación probabilista

Los programas EGEAS y PROSIMO permiten tratar independientemente centrales hidroeléctricas individuales. Para modelar implícitamente las dependencias conviene identificar estas centrales como cuencas y/o subcuencas del sistema hidrológico con un mismo comportamiento, manteniendo en límites razonables el número total de las mismas.

Ninguno de los modelos contempla, sin embargo, la incertidumbre en las aportaciones. Ambos suponen valores medios esperados.

Estos modelos no contemplan tampoco las dependencias que establece el equipo hidroeléctrico entre periodos. Pero no hay problema conceptual una vez tenidas las expresiones de las sensibilidades en hacerlo, mediante un algoritmo de descomposición.

4.4.3 Conclusiones

Como se ha visto, el modelo de optimización determinista MODEX debe ser modificado para efectuar un tratamiento más detallado del sistema hidráulico bajo el esquema conceptual de programación lineal. Quedaría únicamente sin modelar adecuadamente la aleatoriedad en la potencia y energía hidráulica, incluyéndose éstas bajo situaciones medias.

Los modelos de simulación probabilista necesitan incluir la capacidad de tratamiento de las dependencias entre periodos que ocasionan las centrales hidráulicas. La introducción de la aleatoriedad en las aportaciones tampoco parece sencilla en modelos de este tipo, necesitándose técnicas diferentes de modelado.

La gestión hidráulica puede optimizarse tanto en el modelo de optimización determinista como el de simulación probabilista con tal de disponer de las derivadas o precios sombra de la energía disponible en cada periodo. Esto, que resulta trivial en modelos de programación lineal, hasta ahora no se había investigado en modelos de simulación probabilista. En esta tesis se realiza la aportación de presentar unas derivadas en un modelo de simulación probabilista que son análogas a las de la potencia hidráulica y además, en Ramos [77], se pueden encontrar las derivadas del coste de explotación con respecto a la energía hidráulica pero en otro modelo diferente.

En esta tesis se sientan las bases para poder optimizar la gestión hidráulica en un modelo de simulación probabilista. Basándose en el precio sombra de la energía hidráulica en un periodo determinado se pueden establecer procesos de optimización iterativos tendentes a igualarlo, que es la condición de optimalidad. El precio sombra se puede obtener de manera análoga a las derivadas del coste de explotación con respecto a la energía hidráulica disponible en un periodo, tal como se verá en la sección 4.8. El algoritmo a utilizar se basaría en la descomposición generalizada de Benders, ver Bloom [8]. Se plantea una descomposición natural de las decisiones en dos problemas relacionados. Un problema maestro que optimiza la gestión hidráulica entre periodos en función de los costes de explotación de cada periodo y de

sus derivadas con respecto a la energía hidráulica en cada uno. Y varios subproblemas que resuelven la optimización de la explotación del sistema hidrotérmico para un valor, cambiante en cada iteración, de energía hidráulica disponible para el período. Iterativamente se solucionan ambos problemas hasta conseguir una solución coherente y única.

4.5 Equipo de bombeo

Los modelos de explotación deciden la utilización óptima de los grupos de bombeo para minimizar el coste total de la explotación del sistema. La misión principal del equipo de bombeo es almacenar energía cuando ésta resulta barata y generarla cuando su coste es mayor.

El bombeo realizado en el sistema eléctrico peninsular por razones económicas, atendiendo a los diferentes costes marginales de los grupos de generación, puede tener diferentes ciclos:

- diario: se almacena energía en horas valle (nocturnas) y se genera en horas punta (mañana y/o tarde)
- semanal: el almacenamiento se produce en los días del fin de semana y la generación en las puntas de los días laborables
- estacional: el bombeo se produce en meses con exceso de producible hidráulico (primavera) y la generación en los meses con escasez (verano).

Para valorar correctamente los posibles ciclos de bombeo es necesario definir, en primer lugar, el período de estudio de los modelos de acuerdo con sus características.

Además del problema de representación de la temporalidad asociada a los ciclos de bombeo aparece el problema del cálculo de la energía óptima a bombear dentro de un ciclo, típicamente el de ciclo semanal puesto que es el mayor detalle al que descenden estos modelos de explotación a medio plazo. El bombeo de ciclo estacional implica el modelado del acoplamiento y de las dependencias entre períodos y la energía se optimizará con técnicas diferentes.

Para el bombeo de ciclo semanal el problema se resuelve de forma sencilla cuando se trata de un solo grupo o de un equipo que auna todos, pero resulta complicado al tratar cada grupo individualmente. La complicación añadida se debe a la necesidad de determinar el orden de carga y descarga de los grupos, que convierte el problema en combinatorial y de ahí su difícil

solución, además de la energía a almacenar por cada uno. Este tema ha sido específicamente analizado en algunas publicaciones recientes, ver Conejo [17], con resultados interesantes. Aunque, en la actualidad, el problema de optimización del orden de carga y descarga de los grupos sigue todavía sin estar completamente resuelto.

También, y de forma coyuntural, se realiza bombeo por razones de seguridad para disponer de energía almacenada ante eventuales disparos de grupos térmicos conectados a la red. Esta energía se emplea cuando es necesaria. Esta tipo de utilización de la energía bombeada no cae dentro del ámbito de estudio de los modelos de explotación a medio plazo, que tienen una orientación más económica.

Por otra parte, como se ha visto a lo largo de la presente tesis el bombeo en el sistema eléctrico español alivia la restricción de mínimos técnicos. El bombeo realizado por este motivo tiene razones, en última instancia, económicas. Las ventajas económicas se derivan de evitar costes de parada y arranque de los grupos y disminución de su vida útil.

4.5.1 Optimización determinista

El MODEX considera de manera aproximada los ciclos de bombeo semanal y estacional. En el ciclo semanal el modelo realiza implícitamente los cálculos de energía a bombear dentro de las semanas del mes. En el ciclo estacional explícitamente determina el bombeo entre meses. El modelo de explotación, planteado como modelo de programación lineal, realiza el cálculo de la energía a bombear por ambos conceptos para minimizar los costes totales de explotación. Dentro del planteamiento de la optimización se incluyen expresamente ambos cálculos de la energía óptima.

La restricción impuesta por los mínimos técnicos y el papel jugado por el bombeo para aliviarla se considera expresamente y de forma natural dentro del modelo de optimización basado en programación lineal.

El defecto del modelo es considerar todos los grupos de bombeo agrupados en dos únicas centrales equivalentes: una de bombeo puro (ciclo semanal) y otra de bombeo mixto (ciclo estacional).

4.5.2 Simulación probabilista

El modelo de explotación incluido en EGEAS es capaz de llegar a detalle semanal y distinguir subsemanas a efectos de bombeo (por ejemplo, día/noche, laborable/fin de semana, día laborable/noche laborable/fin de semana). Por lo tanto, se trata explícitamente el bombeo

de ciclo diario y semanal. Sin embargo, el bombeo de ciclo estacional no se determina puesto que no se consideran las dependencias entre periodos en este modelo.

La optimización del bombeo de ciclo semanal se realiza suponiendo un orden prefijado para los grupos de almacenamiento de manera que el problema a resolver es la determinación de la energía estrictamente y no el orden de despacho de los grupos.

4.5.3 Conclusiones

Cualitativamente los modelos de optimización determinista permiten incluir expresamente los distintos ciclos de bombeo de los diversos grupos, en función de las características de detalle temporal que se deseen para el mismo, las dependencias que ocasionan entre los periodos y restricciones impuestas para hacer realista el modelado, como la de mínimos técnicos. Las limitaciones que aparecen se deben a la necesidad de mantener dentro de cotas razonables el tamaño del problema de optimización planteado para que sea resoluble con los medios disponibles. Por otra parte, el problema combinatorial del orden de despacho de los grupos de almacenamiento se deberá resolver mediante técnicas diferentes e iterativamente con el problema global de optimización puesto que no parece factible incluirlo expresamente en la programación lineal.

En los modelos de simulación probabilista la inclusión del tratamiento del bombeo estacional se puede hacer mediante técnicas de descomposición, como la planteada para el equipo hidráulico, apoyadas en la obtención de los precios sombra de la energía bombeada y turbinada en los subperiodos. El estudio de la optimización del orden de carga y descarga de los grupos está en la actualidad en periodo de desarrollo teórico para modelos de simulación probabilista.

Por otra parte, el tratamiento explícito de la función del bombeo acoplado para aliviar la restricción de mínimos técnicos se contempla sin ninguna dificultad en modelos como el desarrollado en el apartado 4.2 de la presente tesis.

4.6 Medidas de calidad del servicio

Los modelos utilizados en la tesis, aunque no son, estrictamente hablando, modelos de fiabilidad de la generación, puesto que su objetivo principal es el cálculo de los costes de explotación, permiten la obtención de ciertas medidas de fiabilidad. Se trata de índices que evalúan la adecuación del sistema, esto es, determinan la existencia de suficientes elementos de producción para satisfacer la demanda. El término adecuación está ligado a condiciones estáticas, que no incluyen los transitorios entre los diferentes estados por los que discurre el

sistema. Por consiguiente, se consideran exclusivamente las situaciones estacionarias de generación (en los intervalos de tiempo entre fallos y tiempos de reparación), no las transiciones dinámicas entre funcionamiento y fallo. Se ignoran las situaciones de fallo derivadas de una inadecuada respuesta dinámica del sistema frente a contingencias del sistema o simplemente frente a cambios bruscos de carga.

Ya se ha comentado en previos capítulos que las medidas de fiabilidad del sistema han de ser tomadas como valores relativos con los que comparar ante diferentes situaciones. El valor de las medidas obtenidas y su significado es cuestionable en un sistema con gran componente hidroeléctrico como el español. En sistemas de estas características las centrales hidroeléctricas se utilizan, desde el punto de vista de fiabilidad, para el seguimiento de la carga y como reserva rápida en caso de fallo de algún grupo térmico o nuclear. Este tipo de medidas relacionan la capacidad del sistema eléctrico instalada (considerando su disponibilidad) y la demanda punta esperada. Cuando, como en el caso español, la potencia hidroeléctrica instalada es muy elevada la probabilidad de tener pérdida de carga por insuficiencia de potencia o fallo de la misma es muy pequeña. Existen otros factores estáticos como pueden ser la energía hidráulica disponible y su estocasticidad que resultan difíciles de incluir en el cálculo de estas medidas y usualmente no se tienen en cuenta.

Los modelos analizados en la tesis se han clasificado, desde el punto de vista de fiabilidad, en deterministas o probabilistas. Los deterministas únicamente pueden proporcionar relaciones entre la potencia instalada y/o disponible en un período dado, reducida o no por su disponibilidad, y la demanda punta esperada. No tienen en cuenta la naturaleza aleatoria de la generación de cada grupo, que implica que el grupo puede estar funcionando a plena potencia o indisponible total o parcialmente. Los modelos probabilistas analizados en la tesis son desde el punto de vista de fiabilidad de dos tipos: analíticos (los denominados de simulación probabilista) y de tipo Monte Carlo (el de referencia). Las técnicas analíticas representan el sistema por un modelo matemático y evalúan los índices de fiabilidad del modelo matemáticamente. Los métodos de Monte Carlo estiman los índices de fiabilidad simulando el proceso real y el comportamiento aleatorio del sistema. Trata el problema como una serie de experimentos reales. Ambos permiten determinar correctamente medidas probabilistas de calidad del servicio, como son la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la energía no suministrada esperada (EENS), en función de la potencia disponible y de su probabilidad de fallo. Una ventaja adicional del método de Monte Carlo es la posibilidad de dar la distribución de los valores de las medidas de fiabilidad, que los métodos analíticos no proporcionan.

4.6.1 Optimización determinista

Dado que se trata de un modelo determinista los índices de fiabilidad que proporcione también lo serán.

Este modelo proporciona el índice de cobertura para cada mes, definido como el cociente entre la potencia disponible acoplable y la punta de demanda.

4.6.2 Simulación probabilista

Los modelos de simulación probabilista como PROSIMO y EGEAS dan ambos la probabilidad de pérdida de carga y la energía no suministrada esperada. La diferencia entre ambos estriba en el tratamiento que dan a la curva duración-carga y a la convolución de los fallos de los grupos de generación. El primero utiliza una aproximación numérica de la curva y realiza también la convolución numéricamente. Mientras que el segundo aproxima la curva duración-carga analíticamente en función de sus cumulantes y efectúa la convolución también mediante cumulantes, que ahora se convierte en mera adición de cumulantes. En el siguiente apartado se analizan con mayor detalle ambas representaciones de la curva.

Ambos métodos se han demostrado suficientemente precisos en el cálculo de las medidas de fiabilidad.

Para el sistema español con todo su equipo térmico e hidráulico incluido se obtienen valores despreciables (inferiores a 10^{-6}) de energía no suministrada esperada y de probabilidad de pérdida de carga.

4.6.3 Optimización probabilista

El modelo de referencia, al tratarse de un modelo de simulación de tipo Monte Carlo, permite incluir sin dificultad otras incertidumbres, asociadas a la producción hidroeléctrica por ejemplo. Además de los valores medios de las medidas de fiabilidad este modelo también puede proporcionar sus distribuciones.

No obstante, si por razones específicas, como por ejemplo una especial relevancia de las restricciones de los mínimos técnicos, las medidas de fiabilidad difiriesen de las calculables por otros modelos, éste de referencia permitiría hacerlo correctamente aunque fuera de manera poco eficaz.

El valor de energía no suministrada esperada que proporciona este modelo para el sistema español, considerando únicamente el parque térmico y la demanda correspondiente,

es de 2933 MWh (es decir, $3,6 \cdot 10^{-4}$ en valor por unidad). Los resultados difieren de los proporcionados por los modelos de simulación probabilista. Su origen se comenta en las consideraciones teóricas de cada uno de los modelos presentadas con anterioridad, ver apartados 3.1, 3.3 y 3.5. La razón principal estriba en la utilización del modelo para el cálculo de las producciones de los grupos (con énfasis en el tratamiento de los mínimos técnicos) más que en la evaluación de la energía no suministrada esperada. Un cálculo del valor esperado de esta variable aleatoria requiere un tiempo de computación muy superior al necesitado para conocer las energías esperables de los grupos, si se desea conocer con una precisión similar.

4.7 Representación de la demanda

La manera usualmente establecida de representar la demanda en modelos de optimización determinista o de simulación probabilista es la curva duración-carga. Esta curva es la complementaria de la función de distribución. Expresa la probabilidad de que la demanda esperada en un periodo dado supere o iguale un determinado valor. El área total bajo esta curva multiplicada por el periodo de tiempo implicado representa la energía demandada.

La determinación de la curva duración-carga ha de realizarse con técnicas de previsión de la demanda adecuadas puesto que se trata de la obtención de la función de distribución de una variable aleatoria. Sin embargo, se suele realizar la aproximación de suponer la forma de la curva duración-carga similar a una histórica conocida y calcular mediante técnicas de previsión solamente la punta de la demanda o la energía del periodo correspondiente.

Las figuras 4.14 y 4.15 representan ejemplos típicos de curvas de carga horaria y duración-carga para el sistema eléctrico peninsular.

La forma de la curva afecta directamente la composición de la mezcla de generación y su funcionamiento. En un sistema como el español actualmente, un incremento moderado de la punta de demanda sería cubierto por las centrales hidráulicas de regulación, que podrían aumentar su potencia de generación y, por consiguiente, disminuir sus horas medias de utilización. Mientras que las variaciones en las horas de valle son cubiertas por las plantas nucleares o de carbones baratos. Por otra parte, una relación baja entre la demanda mínima y la máxima da problemas con los mínimos técnicos de los grupos acoplados y obliga a realizar un bombeo por razones no económicas o a efectuar paradas de los grupos en fin de semana.

Figura 4.14. Curva horaria.

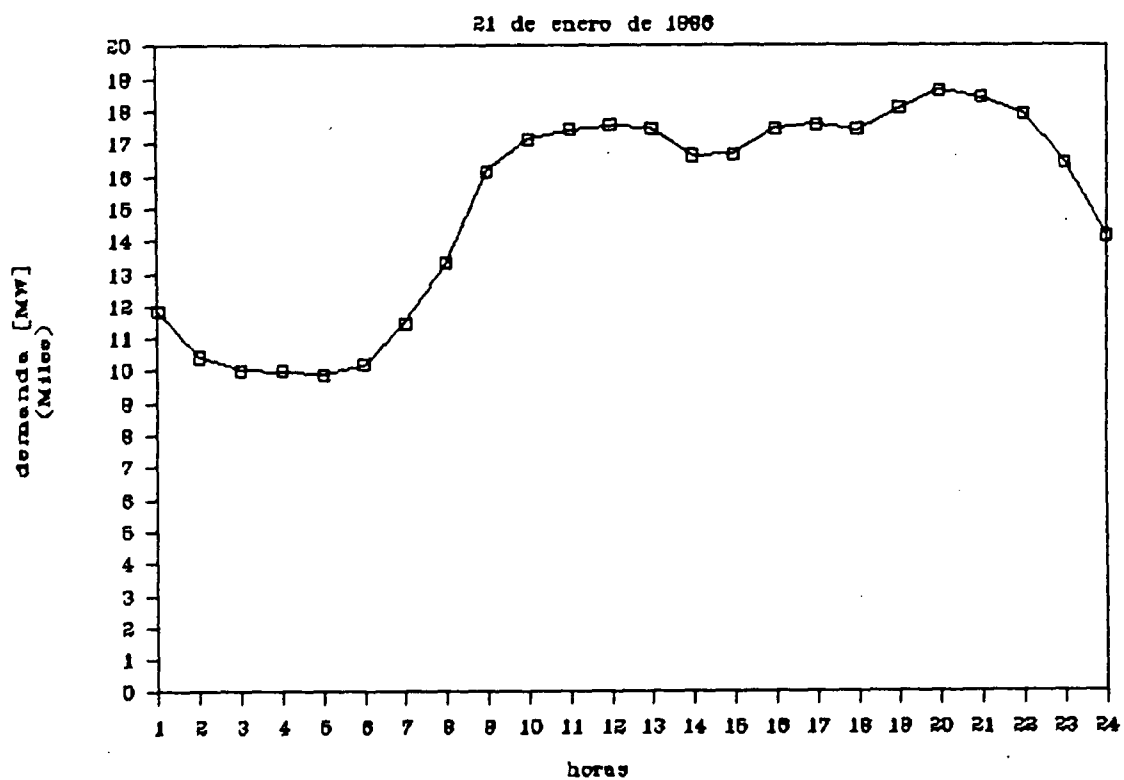
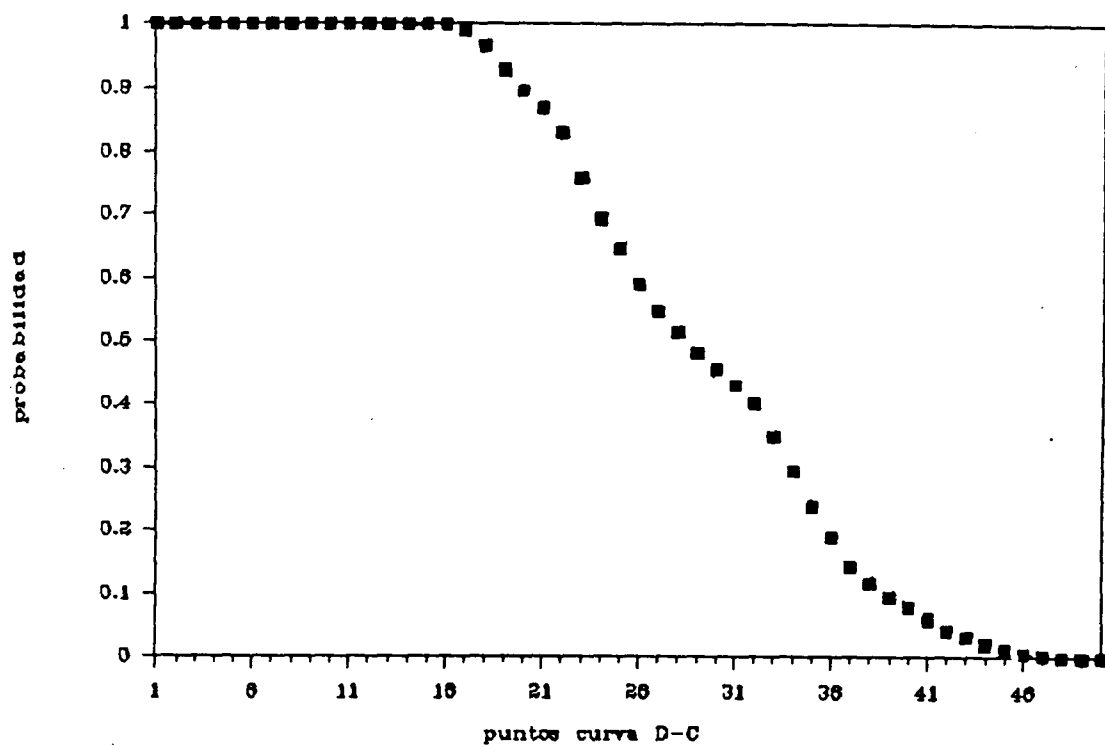


Figura 4.15. Curva duración-carga anual del periodo 1986.



La curva duración-carga se puede aproximar de diversas maneras. En los modelos que estamos considerando se utilizan tres de ellas:

- mediante **bloques o escalones**
- mediante **aproximación numérica** por línea quebrada dada por puntos
- mediante **aproximación analítica** en función de sus cumulantes (llamado método de los momentos o método de los cumulantes). En el apéndice C se explica detalladamente este método de aproximación de la curva duración-carga.

En la literatura han aparecido recientemente otras aproximaciones interesantes como la mezcla de normales (m.o.n.a), ver referencia Pacific Gas & Electric [69] y Gross [35], la gran desviación de Esscher, en University of Pittsburgh [89], Mazumdar [63] y Yin [99], el método de la segmentación, ver Ashan [3] y Schenk [82], la técnica de la convolución discreta, ver Leite da Silva [57] y Lee [56], y que se encuentran ya disponibles en modelos de explotación.

En el método denominado mezcla de normales la curva duración-carga del consumo y la potencia indisponible de los grupos se representan como una combinación lineal de distribuciones normales (gaussianas). La curva duración-carga equivalente resulta ser también otra mezcla de distribuciones normales. La precisión del método depende del número de distribuciones empleado. La convolución y deconvolución se realizan para cada grupo mediante fórmulas recurrentes simples. Este método es extremadamente rápido.

El método de la gran desviación de Esscher se basa en las buenas propiedades de esta aproximación para estimar con precisión las probabilidades de la "cola" de una distribución. Por esta razón, resulta muy adecuado en el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga y de la energía no suministrada esperada. Los resultados obtenidos en modelos de explotación también son satisfactorios.

El método de segmentación se fundamenta en el hecho de que el momento 0 de la función de densidad de la demanda equivalente es la probabilidad de pérdida de carga y el momento 1 es la energía no suministrada esperada. El rango de la demanda se divide en segmentos de igual anchura. Para obtener buenos resultados la longitud del segmento ha de ser tal que las potencias de todas las unidades sean múltiplos de ese valor. Este método requiere mucho tiempo de cálculo para obtener resultados precisos.

El método de convolución discreta aprovecha la naturaleza discreta de las unidades de generación. Está basado en las técnicas convencionales de convolución.

4.7.1 Monótona por escalones

En las tres primeras opciones de ejecución del MODEX -OM, OA y DG- la demanda se trata por escalones. Se considera demanda en punta, llano y valle, tanto en laborable como en festivo (seis escalones en conjunto) para cada mes. La monótona de demanda se calcula como el porcentaje de la potencia media demandada en cada bloque en función del valor máximo de demanda de todos los bloques. Usualmente éste corresponde a la punta laborable del mes de enero. El cálculo de la duración de cada bloque se hace por calendario teniendo en cuenta la definición de horas punta, llano y valle en los días laborables, festivos y los anteriores y posteriores a festivo, que tienen un tratamiento especial. La demanda de energía se especifica anualmente y se reparte entre los bloques de cada mes en función de la monótona. La necesidad de representar la curva duración-carga (de característica no lineal) mediante escalones (haciendo una linealización de la misma) se debe a la modelización de la explotación del sistema eléctrico como un problema de optimización lineal (esto es, función objetivo lineal con restricciones lineales). La monótona interviene al definir la función objetivo como producto de los costes variables de los grupos por la energía producida por cada uno, sabiendo que ésta es un área bajo la curva duración-carga. Este tratamiento lineal de la curva viene, por lo tanto, condicionado por las características globales adoptadas para este modelo.

Sin embargo, la utilización de escalones en la definición de la demanda no es consustancial con el método de optimización, como se ha visto en el modelo de referencia. Simplemente ésta pasa de ser lineal a no lineal, resoluble con códigos como MINOS.

En la cuarta opción del MODEX -SP- la monótona para cada mes se trata como línea quebrada en lugar de escalones. El conjunto de puntos que definen la línea quebrada se obtiene a partir de las curvas horarias del último o últimos años, ponderadas por el cociente entre sus energías anuales. Posteriormente esta monótona, una vez despachados sobre ella el equipo hidráulico y de bombeo, se aproxima analíticamente por el método de los cumulantes.

Es importante determinar si el tratamiento de la demanda por bloques es suficientemente aproximado y determinar cuales son las diferencias que aparecen entre bloque de punta y demanda máxima y bloque de valle y demanda mínima, para laborable y festivo, y las implicaciones cuantitativas de estas aproximaciones del modelo.

4.7.2 Aproximación numérica

Si se reordenan los valores medios horarios de la curva de carga cronológica (prevista o histórica) de un periodo determinado y se dibujan consecutivamente sobre la abcisa según valor decreciente de magnitud, el resultado será la curva duración-carga. La abcisa representa el número de horas que la demanda iguala o excede un determinado valor. Si en esta curva se normaliza el eje de tiempo (que abarca el número de horas del periodo) convirtiéndolo en eje de probabilidad (con valores hasta 1) y se rotan los ejes, obtendremos una curva probabilidad-carga. Representa la probabilidad de que la demanda exceda un determinado valor, es la curva complementaria de la función de distribución de la variable aleatoria demanda. También suele denominarse curva duración-carga, entendiéndose fácilmente por el contexto a cuál de las dos se alude. Si a esta curva se la aproxima mediante una línea quebrada definida por sus valores de probabilidad en unos puntos fijados a intervalos predefinidos, se hablará de aproximación numérica. Dado el carácter no lineal de la curva, para obtener un buen ajuste será necesario utilizar gran número de puntos (a partir de 50 puntos puede ser razonable). Para determinar el valor de la curva en puntos intermedios se utiliza interpolación lineal.

En el modelo PROSIMO la curva duración-carga para cada periodo se aproxima numéricamente mediante una línea quebrada definida por puntos. El número de puntos deseado es fijado por el usuario. La curva duración-carga se puede obtener a partir de la curva horaria de un periodo determinado mediante otro programa llamado ELECTRA, ver referencia Finger [32], o bien es introducida manualmente por el usuario. En el modelo de explotación del EGEAS se puede utilizar esta aproximación en el caso de emplear una escala de tiempo anual.

La aproximación numérica de la curva duración-carga presenta la ventaja de adaptarse a cualquier forma de curva. La precisión en el ajuste depende exclusivamente del número de puntos empleados en su representación. Su obtención a partir de una o varias curvas horarias es sencilla y rápida. Como contrapartida, la convolución numérica del fallo de los grupos para obtener la curva duración-carga equivalente, propia del método de simulación probabilista, requiere mayor tiempo de cálculo (un orden de magnitud superior) que la convolución analítica, utilizada con la aproximación analítica de la curva. Este problema se agrava al aumentar el número de puntos utilizados en la aproximación de la curva, ya que la convolución implica el cálculo de los nuevos puntos de la curva duración-carga equivalente. El inconveniente del tiempo de cálculo que es crucial en un modelo de planificación de la expansión de la generación no tiene importancia en un modelo de explotación. Por ejemplo, el modelo PROSIMO necesita 22 segundos de CPU en un ordenador DIGITAL modelo MicroVAX 3500 para evaluar la explotación anual del sistema español con detalle mensual.

Por otra parte, pueden aparecer inestabilidades numéricas tras numerosas convoluciones y deconvoluciones, ver IAEA [45] o Caramanis [14]. Estos problemas, que no son significativos en sistemas eléctricos pequeños, se hacen más importantes al aumentar el tamaño de los mismos. Un sistema eléctrico como el peninsular se puede considerar de tamaño medio desde esta perspectiva.

El problema de inestabilidad numérica requiere un cuidado escrupuloso en los algoritmos de convolución y deconvolución y se ha solucionado, en el caso del modelo PROSIMO, mediante un aumento en la precisión de estas operaciones. Tras este aumento de la precisión se ha observado la desaparición de los problemas de inestabilidad numérica para el sistema español.

4.7.3 Aproximación analítica

El denominado método de los momentos o cumulantes, ver apéndice C y referencias Rau [79], Stremel [85], Yamayee [98] y Manhire [59], ha sido desarrollado recientemente basándose en una aproximación analítica para la representación de la curva duración-carga. Esta aproximación utiliza la expansión de Gram-Charlier, ver Kendall [50], que es una función de los cumulantes de la variable aleatoria y la función de densidad y distribución de una normal $N(0,1)$. Una característica muy atractiva de esta aproximación es que el proceso de convolución y deconvolución implica simplemente una adición o sustracción de cumulantes. De ahí que los modelos basados en ella sean al menos un orden de magnitud más rápidos que los basados en la aproximación numérica. Bajo ciertas circunstancias, muestra un buen comportamiento para el cálculo de la probabilidad de pérdida de carga de un sistema o dentro de modelos de simulación probabilista para realizar la convolución de los fallos de los grupos.

El método está basado en el teorema central del límite, ver Ríos [80], según el cual la suma de un número n suficientemente grande de variables aleatorias independientes se distribuye asintóticamente según una normal, independientemente de cuál sea la distribución de cada una de las variables aleatorias. En el caso de un modelo de simulación probabilista las variables aleatorias son la demanda del consumo y las potencias disponibles de los generadores. Su utilización puede ocasionar errores de precisión en los resultados (se puede incluso llegar a obtener valores negativos en la "cola" de la curva duración-carga en ciertos casos, ver Levy [58]) cuando el sistema en estudio fuerza el ámbito de aplicación de este teorema, como sucede en los siguientes casos:

- cuando la curva duración-carga del consumo no presenta una forma similar a la complementaria de la función de distribución de una normal

- cuando el sistema eléctrico es pequeño, es decir, tiene pocas centrales
- cuando existe una gran disparidad de tamaños entre las plantas
- cuando existen centrales muy seguras

Estas circunstancias hacen que las variables aleatorias de la demanda inicial o de las potencias indisponibles de los grupos se alejen radicalmente de funciones de densidad de tipo normal.

Existen publicaciones que han investigado teórica y prácticamente las condiciones de aplicabilidad de este método para modelos de explotación, ver referencias Stremel [86], Levy [58], Caramanis [14], Smith [84], University of Pittsburgh [89], Mazumdar [63], etc. La recomendación que realizan, si se detectan circunstancias potencialmente problemáticas o errores en la aproximación, es utilizar la representación numérica de la curva.

En esta tesis nos hemos centrado en cómo pueden afectar las características de la demanda eléctrica nacional al modelado de la misma mediante cumulantes y su influencia en el valor del coste de explotación o en la energía producida por los diversos grupos. Este estudio se puede realizar haciendo una comparación entre los resultados que proporciona el programa EGEAS utilizando la línea quebrada frente a su aproximación analítica.

4.7.4 Resultados y conclusiones

Para evaluar las diferencias que aparecen en el tratamiento de la demanda se ha ejecutado MODEX con la carga horaria del caso base. El programa calcula cuál es la monótona por escalones y la curva duración-carga como línea quebrada para cada mes en laborable y festivo. Luego a partir de la curva por puntos se han calculado los cumulantes y se obtiene la curva duración-carga aproximada en función de sus cumulantes.

En las figuras 4.16 a 4.27, que aparecen a continuación, se han representado estas tres curvas para cada mes tanto para días laborables como festivos.

Figura 4.16. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Enero 1986.

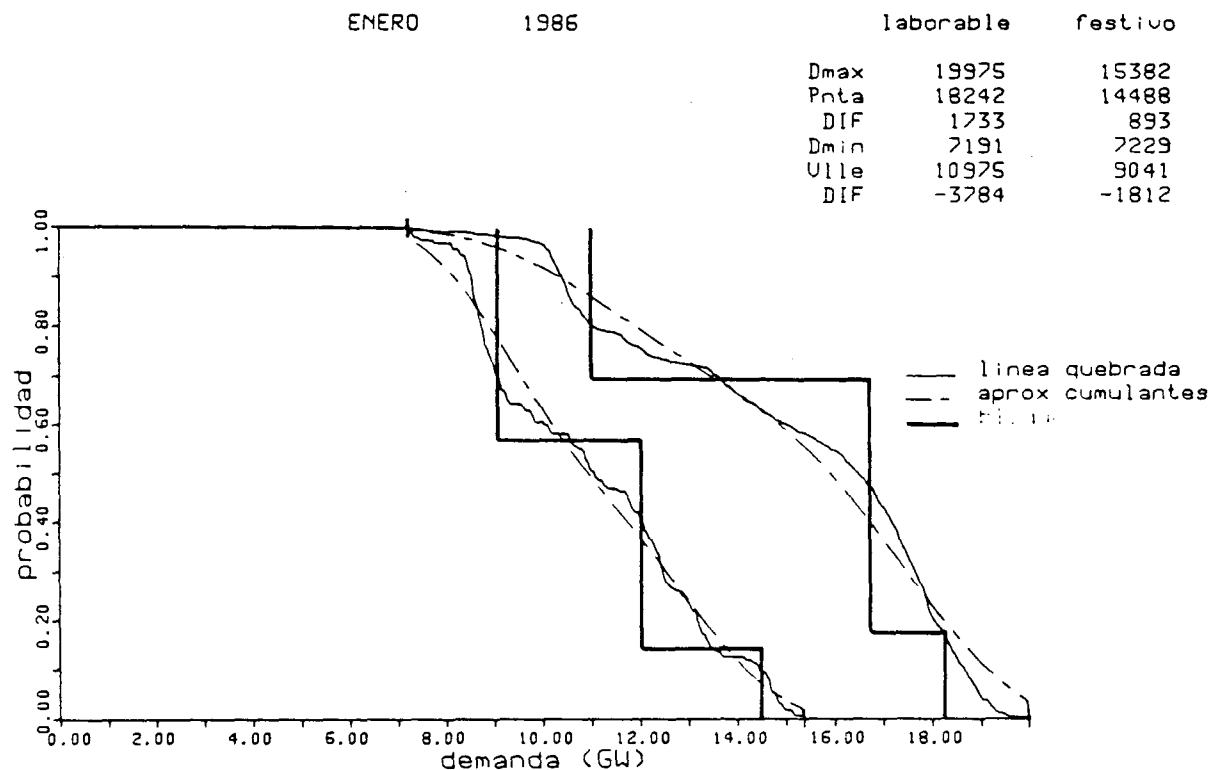


Figura 4.17. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Febrero 1986.

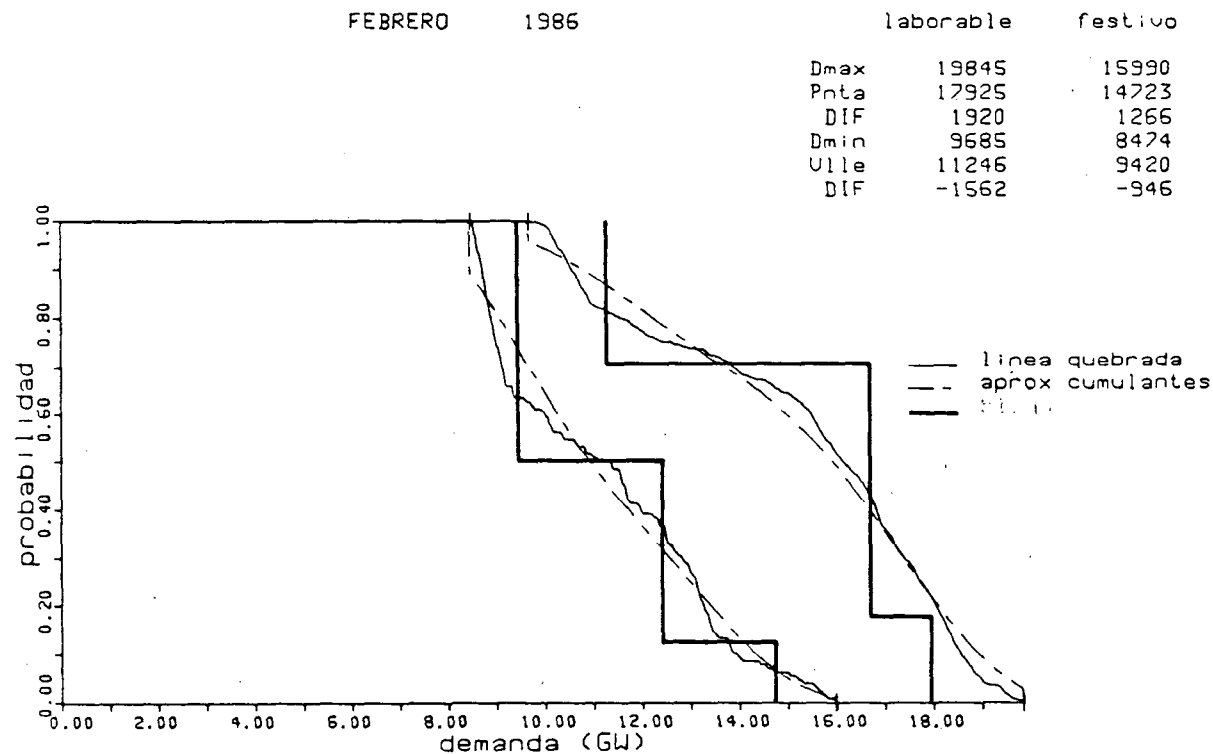


Figura 4.18. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Marzo 1986.

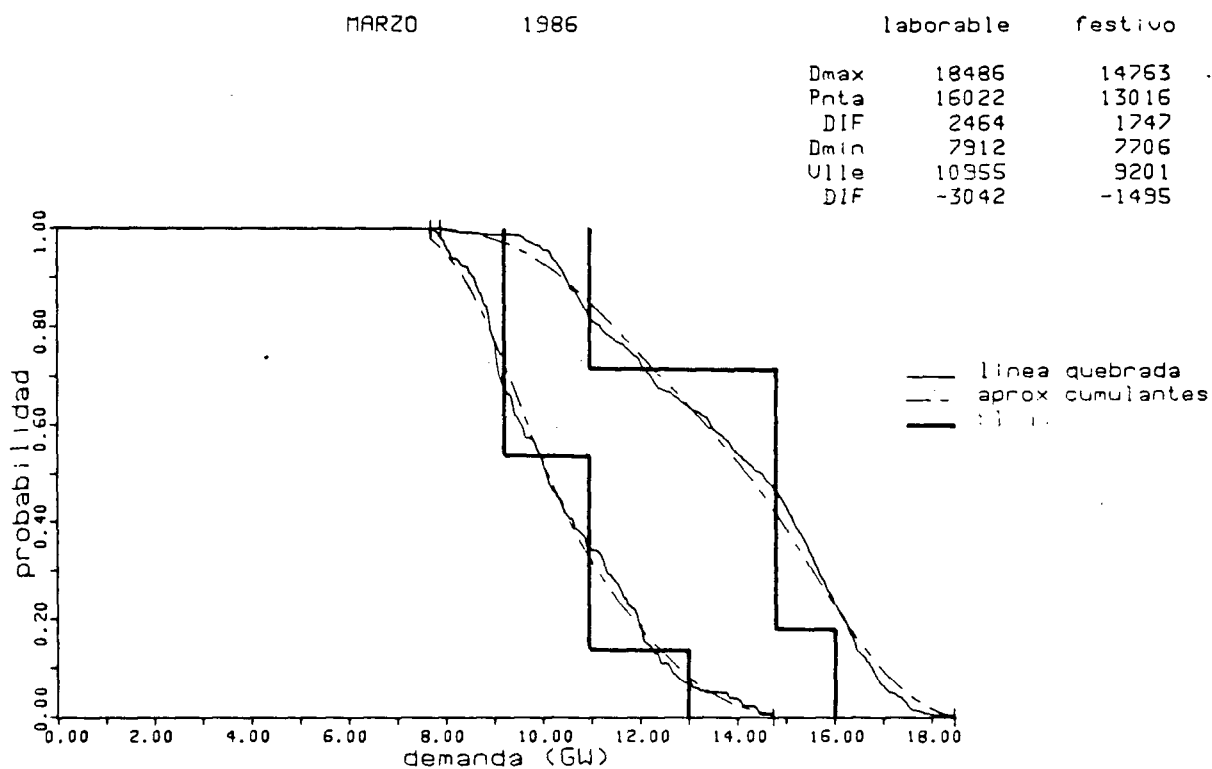


Figura 4.19. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Abril 1986.

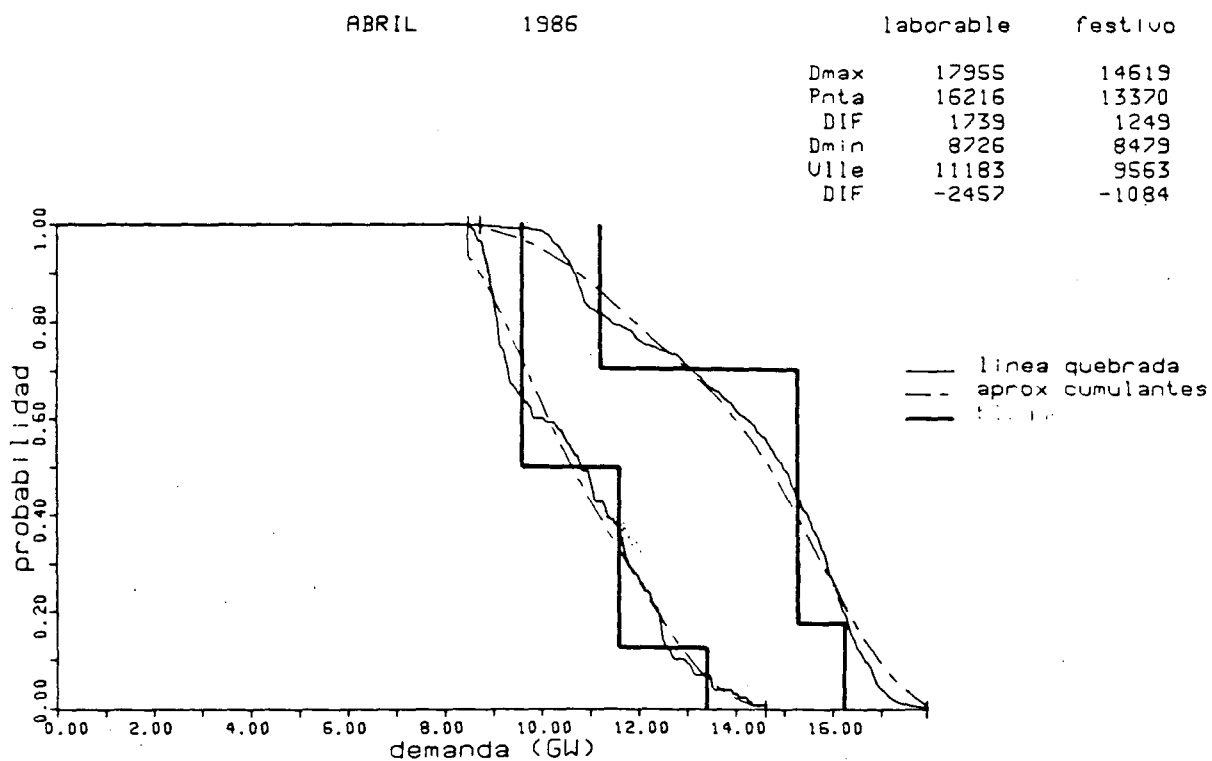


Figura 4.20. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Mayo 1986.

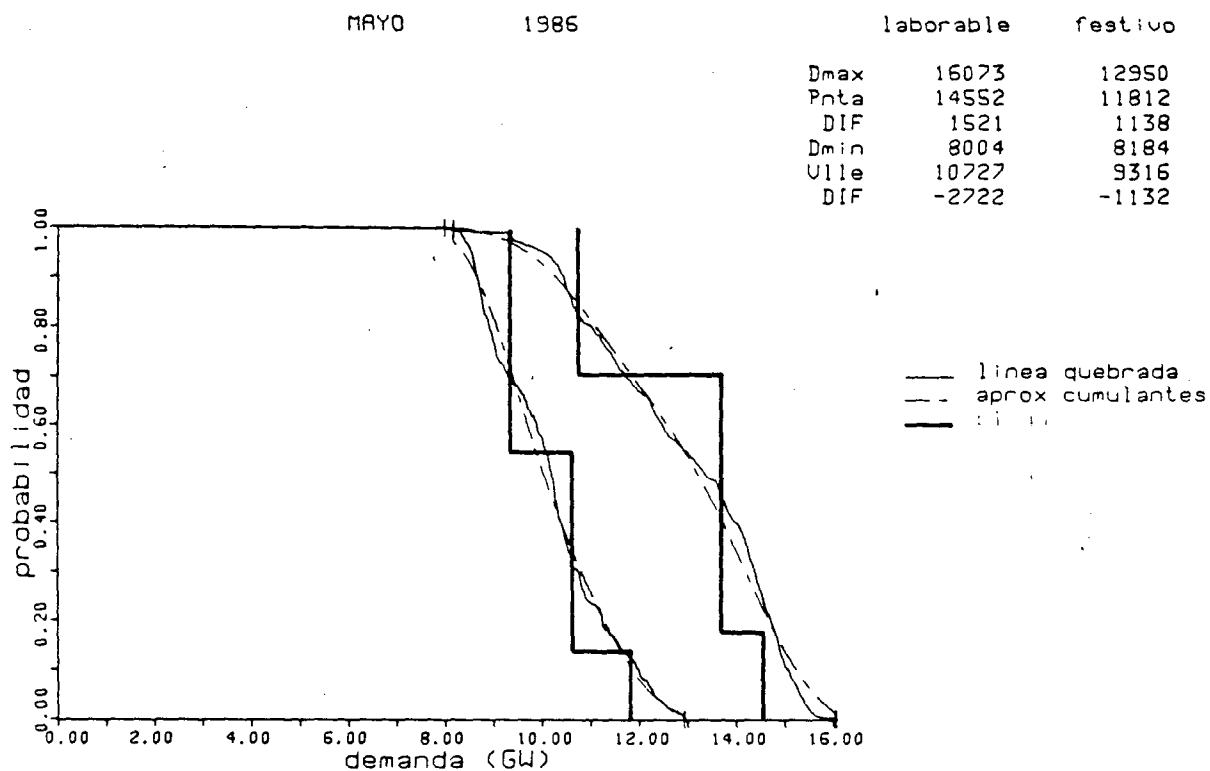


Figura 4.21. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Junio 1986.

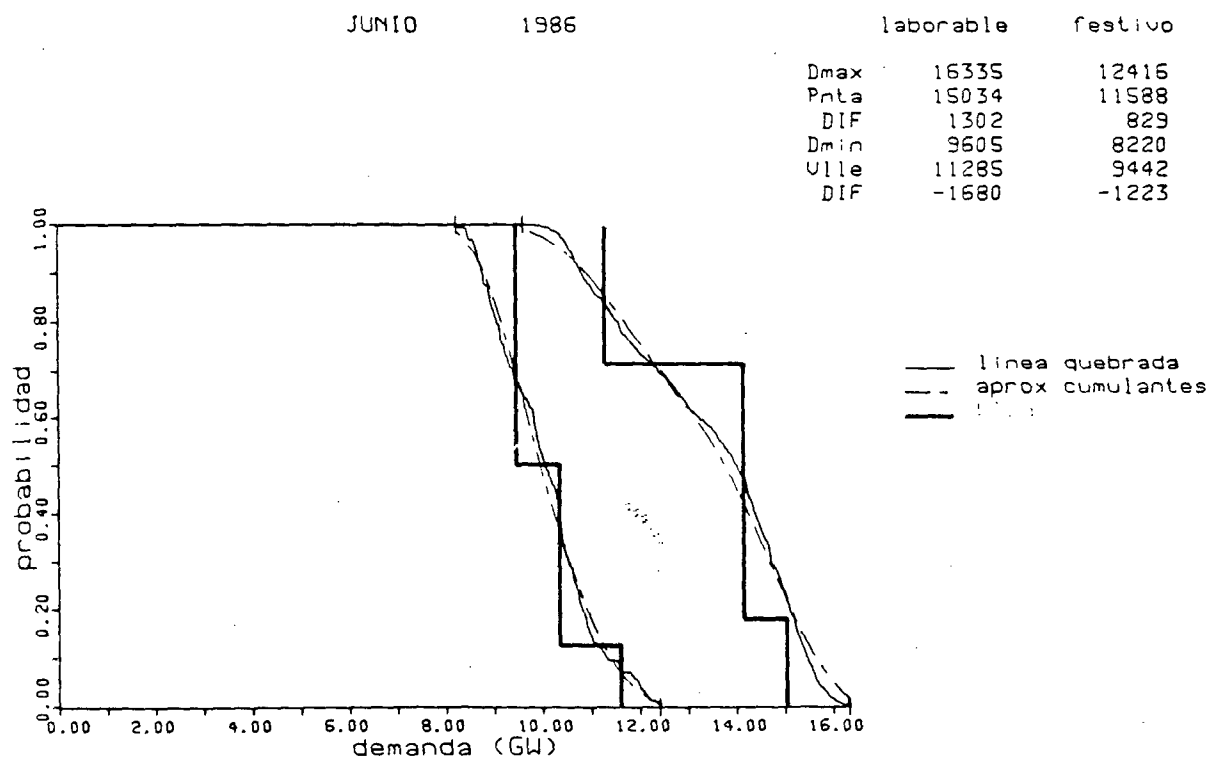


Figura 4.22. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Julio 1986.

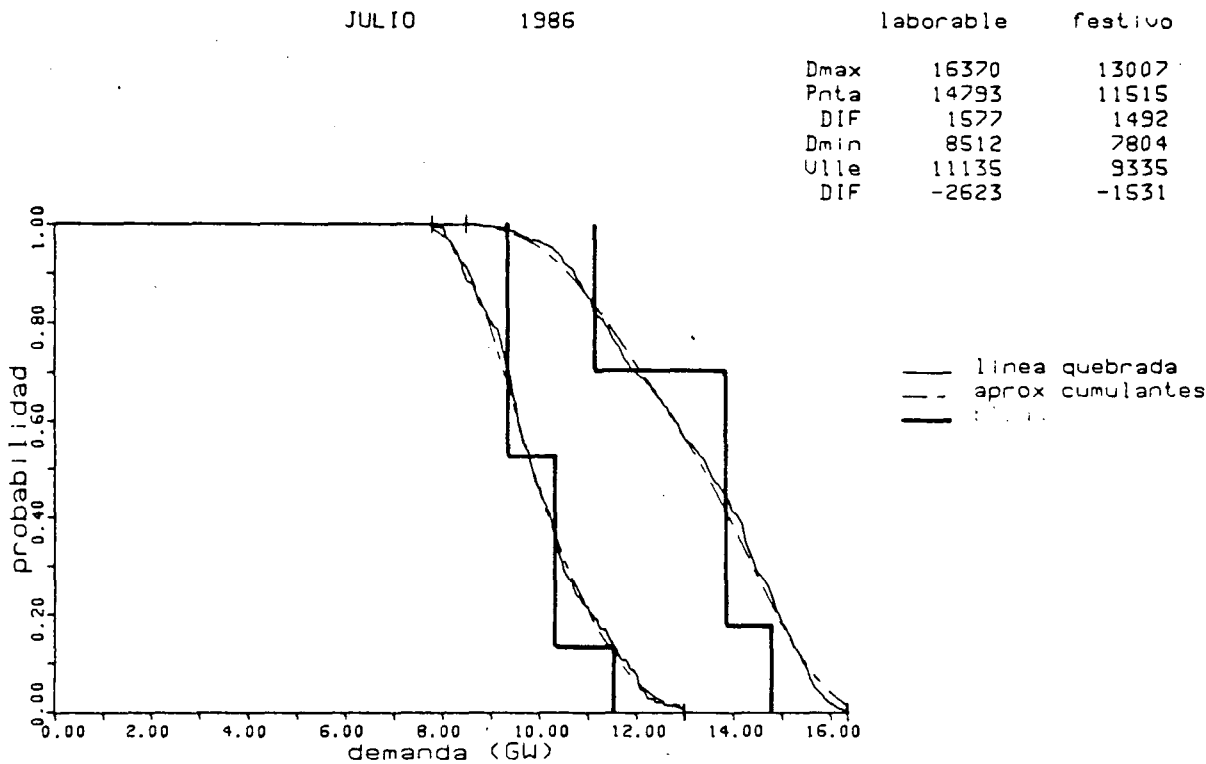


Figura 4.23. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Agosto 1986.

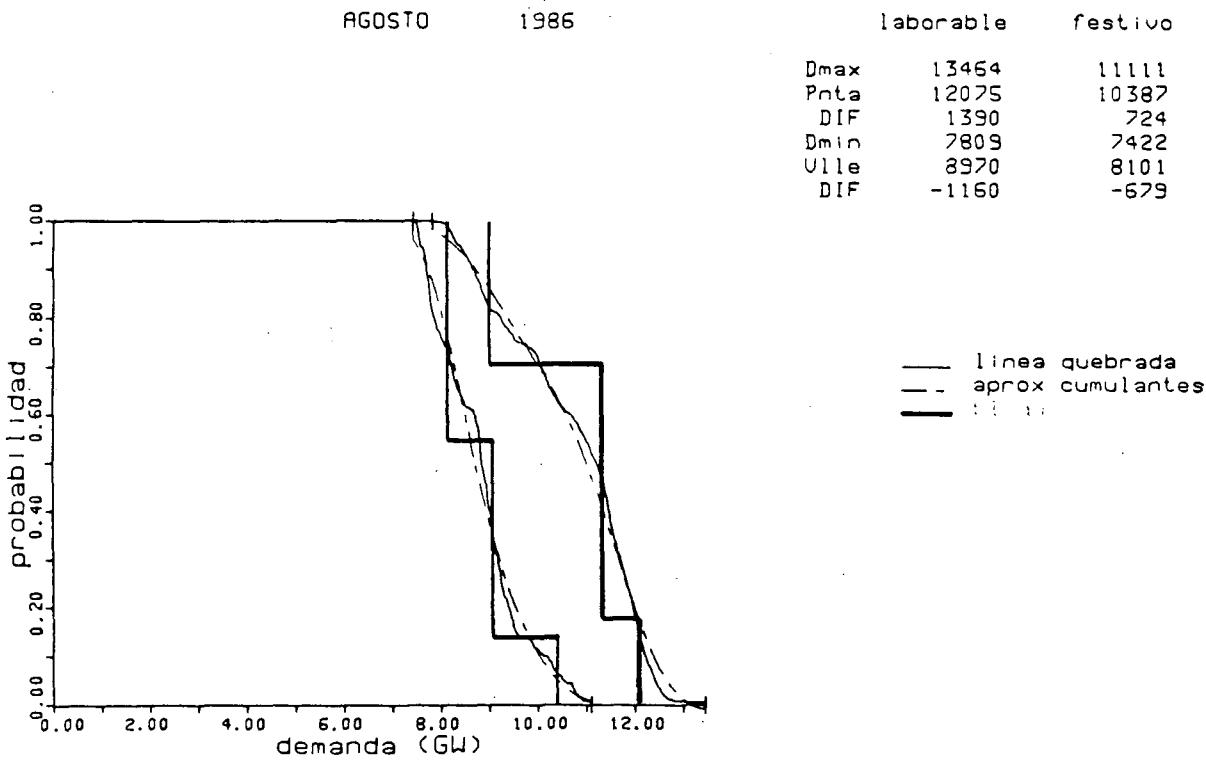


Figura 4.24. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Septiembre 1986.

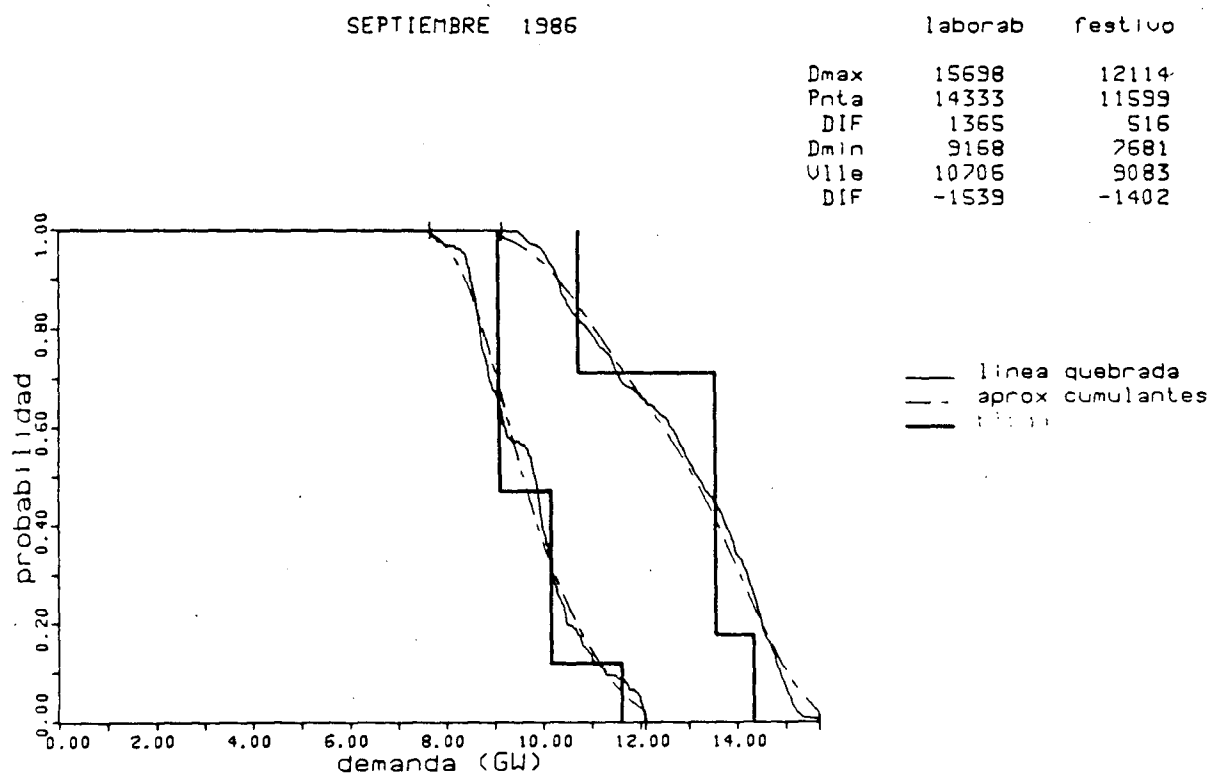


Figura 4.25. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Octubre 1986.

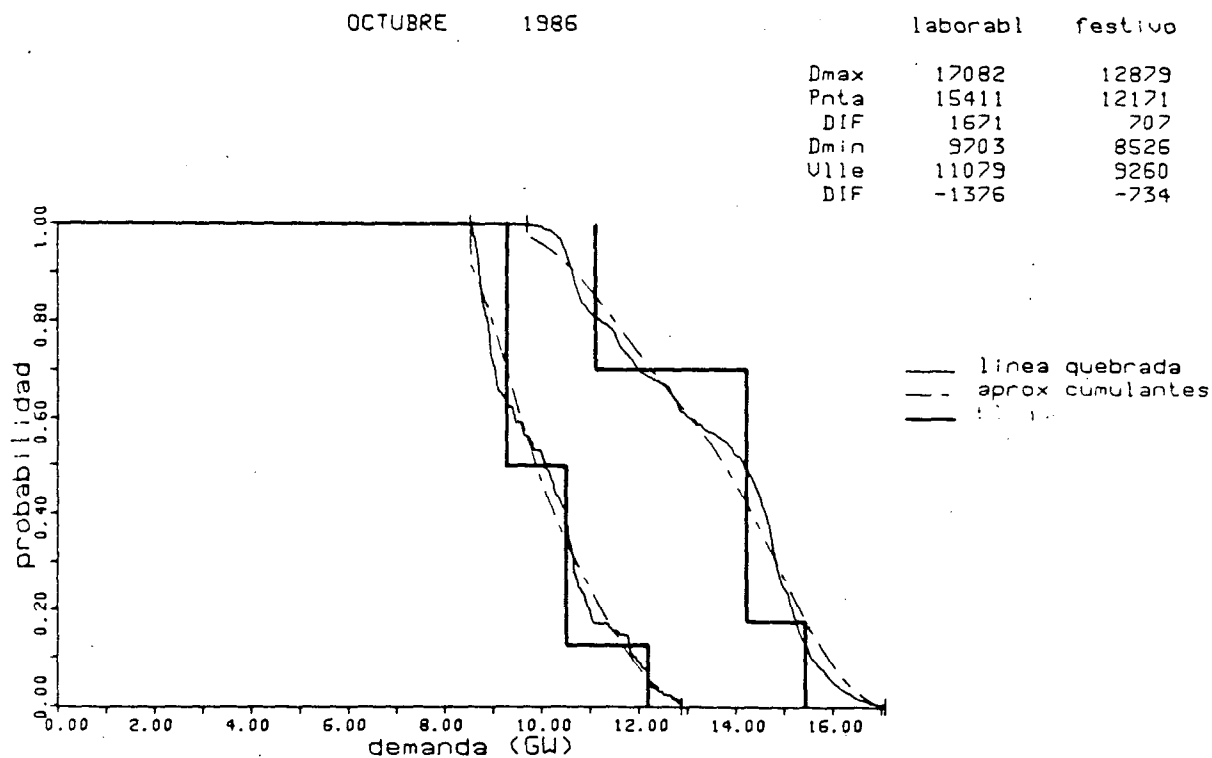


Figura 4.26. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Noviembre 1986.

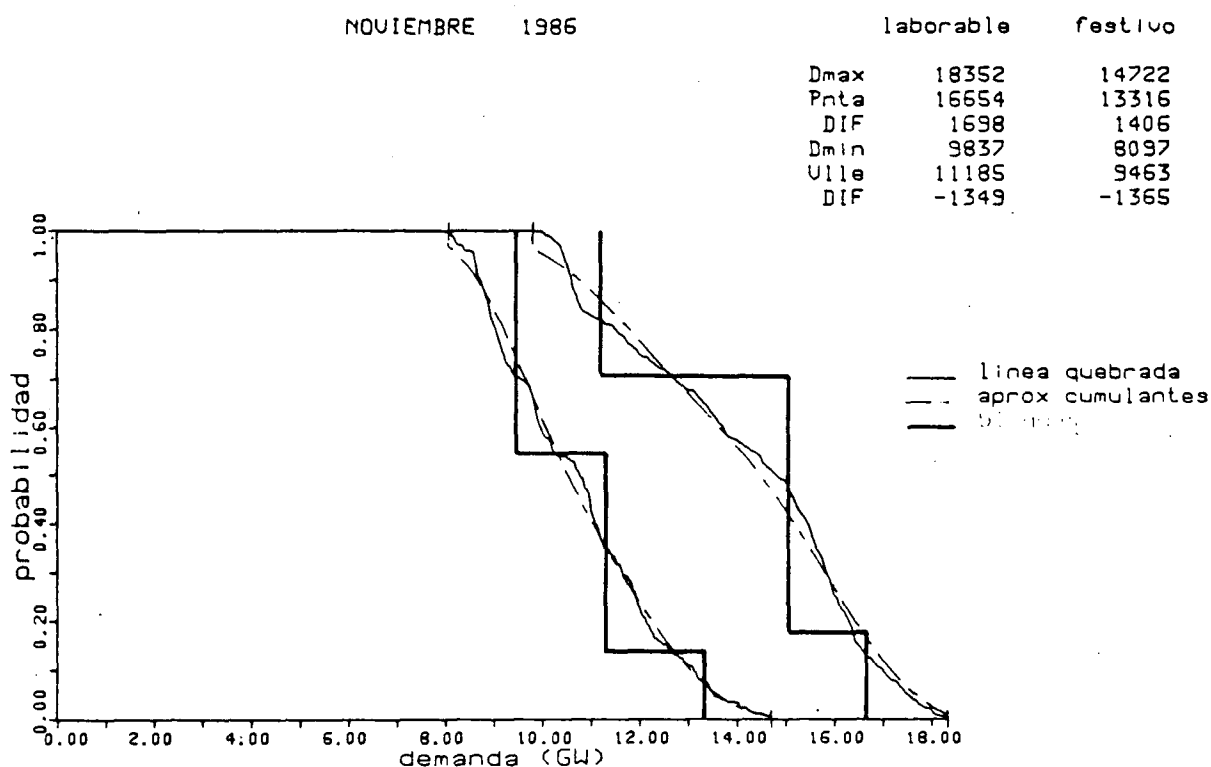
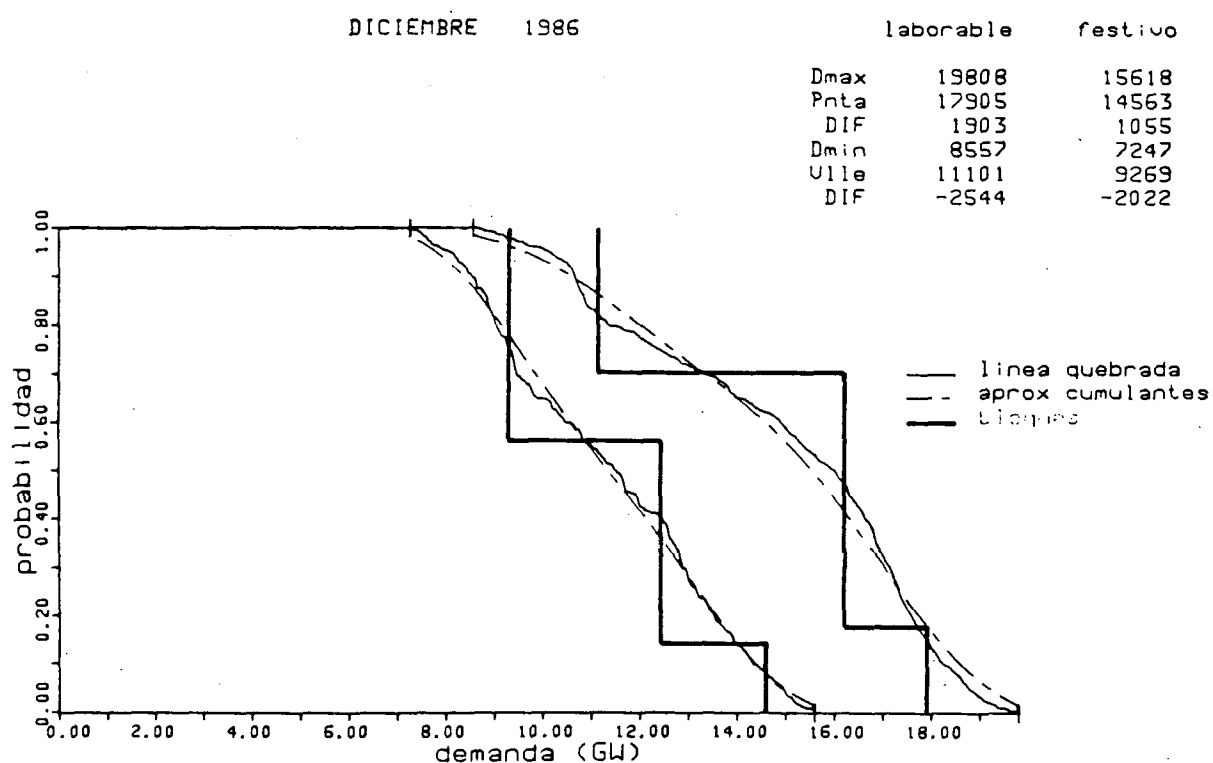


Figura 4.27. Aproximación por escalones, numérica y analítica. Diciembre 1986.



Como se puede observar la demanda en el bloque de punta es siempre inferior al valor de la demanda máxima. El cociente entre el valor del bloque de punta y la demanda máxima varía entre un 86,7% en marzo y un 92,0% en junio en subperiodos laborables o bien entre un 88,2% en marzo y un 95,7% en septiembre en subperiodos festivos. Si se calcula la diferencia entre ambos, ésta va desde 2464 MW en marzo y 1302 MW en septiembre en subperiodos laborables o entre 1747 MW en marzo y 516 MW en septiembre en subperiodos festivos.

Al observar estos valores, y teniendo en cuenta que la curva por bloques se utiliza en un modelo determinista mientras que la aproximación numérica se usa en uno probabilista, se puede concluir que la potencia que decida acoplar cada modelo en cada periodo será aproximadamente la misma. Esta decisión de acoplamiento de grupos se supone directamente dependiente de la demanda del bloque de punta en el modelo determinista y de la punta máxima en el probabilista. La diferencia porcentual entre 8% y un 13,3% (para laborables) será muy semejante a la reducción de potencia que se realiza en el modelo determinista al considerar la probabilidad de fallo total y parcial (casualidad que enmascara un serio defecto del tratamiento por escalones). Por otra parte, esta indisponibilidad depende de cada grupo y puede aumentar o disminuir de un año para otro.

Por el contrario, la demanda en el bloque de valle supera ampliamente el valor horario mínimo. La relación existente entre el valor en valle y el mínimo oscila entre un 152,6% en enero y un 113,7% en noviembre para laborables y entre un 127,9% en diciembre y un 108,6% en octubre para festivos. Calculando la diferencia entre los valores valle y mínima, ésta se mueve entre 3784 MW en enero y 1160 MW en agosto en subperiodos laborables y 2022 MW en diciembre y 679 MW en agosto en festivos.

Suponiendo que se acoplaran exactamente los mismos grupos bajo ambas curvas, por bloques y línea quebrada, la suma de los mínimos técnicos de las unidades alcanzará puntos muy diferentes en relación con la potencia en valle y la demanda mínima.

Supongamos que la suma de los mínimos técnicos en el primer caso alcanza el valor valle de potencia. Considerando que en el modelo determinista (demanda por bloques) los grupos se despachan a potencia reducida, entonces a la diferencia entre ambos valores de potencia -valle y mínima- se debe añadir esta reducción de potencia por indisponibilidad. La demanda en valle se sitúa bajo estas condiciones incluso en puntos de probabilidad cercana a 0,6 en la curva duración-carga, con excedentes de energía en valle que obligan a un bombeo no económico. Dicho de otra forma, esto significa que el modelo determinista no refleja la totalidad del bombeo que se ha de realizar por razones de mínimos técnicos.

Esta situación de bombeo obligado se da actualmente en el sistema español y se incrementará con la entrada de nuevos grupos nucleares, salvo que la hidráulica tome un mayor papel de eliminación de la punta, produciendo la misma energía pero en menos tiempo.

La aproximación por cumulantes para las curvas reales de demanda se comporta adecuadamente en las zonas intermedias de probabilidad, con errores no significativos (inferiores a 0,05 p.u.), generalmente tanto por exceso como por defecto.

No obstante, en periodos concretos se detectan diferencias de probabilidades entre ambas curvas (por puntos y por cumulantes) que alcanzan el 0,1 p.u.. La propagación de esta elevada diferencia en la curva inicial a los valores de energía que determina un modelo probabilista para los grupos de generación es difícil de evaluar puesto que los fallos de los grupos al convolucionarlos con la demanda modifican y suavizan la forma de ésta. Para comprobar la validez de la aproximación analítica para la demanda inicial de un determinado sistema eléctrico es necesario, pues, rehacer la curva por puntos a partir de los momentos y comprobar que la diferencia punto a punto entre ambas aproximaciones no supera una determinada cota. En caso contrario sería conveniente la utilización de la aproximación numérica en lugar de la analítica.

Sin embargo, en los extremos de la curva, en las zonas próximas a probabilidad 0 ó 1, se producen errores sistemáticos. La causa está en la aproximación de una curva con un máximo y mínimo definidos mediante una aproximación analítica que pondera la función de distribución y densidad de una variable aleatoria continua. En las zonas próximas a los extremos de la curva duración-carga la aproximación por cumulantes, aunque toma valores cercanos a 0 y 1, ocasiona saltos bruscos. En el caso de la zona de demanda mínima la influencia será muy poco significativa en la energía del grupo que se despache en ese punto. Sin embargo, para el cálculo de índices de fiabilidad en la "cola" de la curva duración-carga, como pueden ser la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) y la energía no suministrada esperada (EENS), estas variaciones o los errores en la aproximación sí son realmente importantes. Como ejemplo baste citar que en un sistema con un alto sobreequipamiento como el actual sistema español y con una importante proporción de centrales hidráulicas (muy seguras) se han obtenido valores de LOLP absurdos (negativos que el programa se encarga de corregir a cero) utilizando la aproximación analítica.

Este tema ha sido tratado en la literatura técnica, ver Caramanis [14], University of Pittsburgh [89], Mazumdar [63], y existe todavía controversia sobre la validez y precisión del método de aproximación analítica a la hora de determinar estos índices.

Una cuestión importante que debe mencionarse aquí y que no ha sido encontrada en las publicaciones sobre la aproximación analítica es la detección, al realizar los cálculos anteriores, de pérdida de monotonía u oscilaciones (incluso con valores superiores a 1 o inferiores a 0 en los extremos) en el ajuste de la curva duración-carga original mediante aproximación analítica partiendo para el cálculo de los cumulantes de una representación por puntos de la misma. Estas se corrigieron al aumentar la precisión utilizada en la obtención de los cumulantes. No obstante, parece razonable poner salvaguardas (mediante representación gráfica) para detectar posibles errores de pérdida de monotonía en el proceso de aproximación analítica a la curva inicial y en las convoluciones sucesivas.

Para evitar errores debidos a manipulación numérica en el cálculo de cumulantes es conveniente realizar el menor número posible de operaciones. Si es posible, determinar los cumulantes a partir de la curva horaria inicial. Además hay que tener en cuenta que los cumulantes representan la forma de la curva. Por tanto, la convolución y obtención de áreas bajo la curva duración-carga se pueden efectuar para una curva normalizada y luego realizar los oportunos cambios de escala. Los cumulantes para una curva de potencia máxima DM_1 se pueden calcular a partir de los cumulantes de una curva de potencia máxima DM_0 , presentando ambas la misma forma, mediante la siguiente relación directa:

$$C_{r1} = C_{r0} \cdot \left[\frac{DM_1}{DM_0} \right]^r$$

donde

C_{r0} cumulante de orden r de la curva de potencia máxima DM_0 .
 C_{r1} cumulante de orden r de la curva de potencia máxima DM_1 .

Para evaluar la diferencia entre el tratamiento numérico y analítico de la curva duración-carga dentro de un modelo de explotación se ejecutó con el programa EGEAS la explotación anual del año 1986 con una y otra aproximación.

La curva duración-carga del consumo anual representada mediante línea quebrada o en función de sus cumulantes se muestra en la figura 4.28. La primera se caracteriza por un

aspecto más sinuoso, mientras que la segunda se asemeja a una función de distribución de una normal. La diferencia de ordenadas entre una y otra alcanza un valor máximo positivo de 0,034 (10 % de error relativo) y un valor máximo negativo de -0,044 (17 % de error relativo). La representación del error absoluto de la aproximación analítica con respecto a la numérica aparece en la figura 4.29. Estos errores, tratándose de una curva anual, no parecen despreciables. No obstante hay que evaluar su impacto en los valores de energía producida por los grupos.

Una vez realizado el despacho de los grupos se observa que los resultados de las energías producidas según uno y otro tratamiento no difieren significativamente. La máxima diferencia que aparece en la energía producida por cada grupo es un 0,94 % por exceso y un -0,70 % por defecto. Por consiguiente, han disminuido sustancialmente los errores en la aproximación inicial a la curva duración-carga. La causa puede ser la suavización progresiva de la curva duración-carga equivalente al efectuar las convoluciones de los fallos de los grupos, con lo que mejoraría la aproximación analítica, o la compensación de errores positivos y negativos al integrar bajo la curva duración-carga para calcular la energía producida por un grupo. Los errores no son, en consecuencia, significativos.



Figura 4.28. Aproximación numérica y analítica de la curva duración-carga anual del periodo 1986.

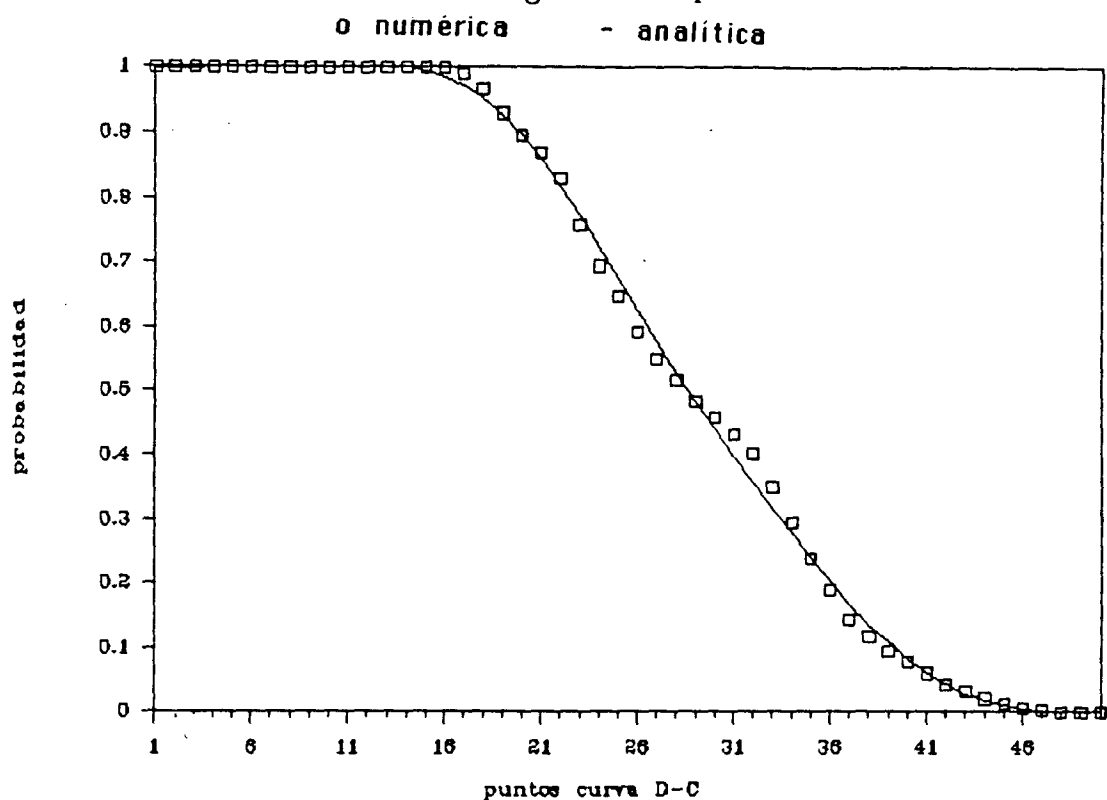
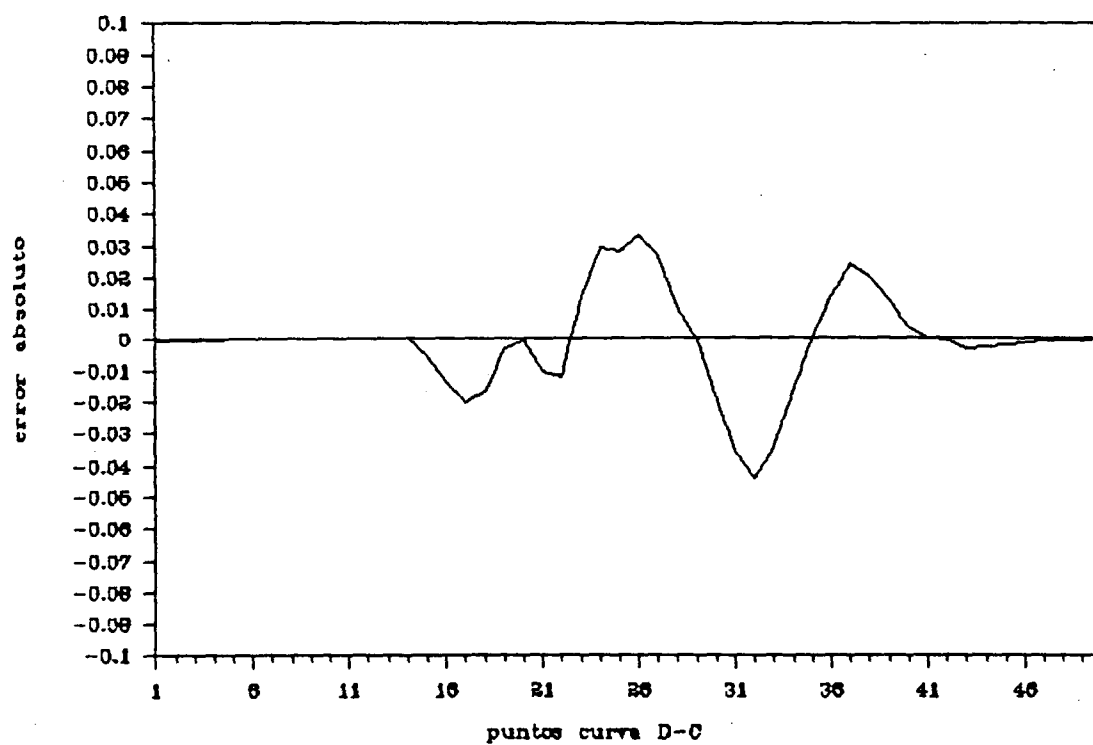


Figura 4.29. Error absoluto de probabilidad en la aproximación analítica con respecto a la numérica.



4.8 Programación del mantenimiento

El mantenimiento preventivo es necesario para mantener las unidades de generación funcionando de manera fiable y a su rendimiento máximo. Un mantenimiento adecuado contribuye a la fiabilidad del sistema. Sin embargo, la actividad de mantenimiento supone el desacoplamiento de la unidad, exponiendo el sistema a un incremento de riesgo. Al contrario de lo que sucede con los fallos forzosos las revisiones pueden planificarse con antelación para disminuir las posibilidades de fallo del sistema.

La programación anual de las revisiones de los grupos está relacionada con la gestión de los embalses puesto que ambas decisiones se encuentran en el mismo alcance temporal y además establecen una dependencia entre periodos, deciden coordinadamente cuándo asignar las revisiones de los grupos o generar la energía embalsada para minimizar el coste total de la explotación. Esta dependencia entre periodos no se considera usualmente en los modelos de explotación (excepto para el caso hidráulico, analizado en la sección 4.4) y se sustituye el criterio de minimización económica por el de igualar riesgos. La programación del mantenimiento se hace, entonces, a priori, antes del despacho de los grupos.

Usualmente se utilizan dos criterios de fiabilidad para programar el mantenimiento a lo largo de un periodo:

- **criterio determinista:**
equilibrar la reserva en potencia, distribuyendo el mantenimiento en los periodos de menor demanda punta.
- **criterio probabilista:**
equilibrar el riesgo de pérdida de carga, colocando las unidades en mantenimiento en los periodos de menor probabilidad de pérdida de carga.

Ambos criterios tratan de asegurar (igualando riesgos) que bajo circunstancias normales (dejando aparte condiciones de emergencia) se dispone de una garantía de potencia equilibrada en los diferentes periodos. Por lo tanto, los índices deterministas o probabilistas calculados en la programación del mantenimiento han de reconocer la potencia que, *normalmente* y en cada periodo, generan los grupos. Se han de incorporar las limitaciones en potencia generada por causa de la energía que afectan principalmente al equipo hidráulico, que salvo condiciones de emergencia no se utiliza a plena potencia por la limitación y gestión económica del agua disponible.

Las dos aproximaciones no tienen por qué conducir a los mismos resultados. La segunda conseguirá, usualmente, mejor fiabilidad puesto que considera la naturaleza estocástica de la generación y de la demanda.

Como criterios de uso, no por limitación de las metodologías, para el cálculo de índices deterministas se emplea la potencia normalmente acoplada del equipo hidroeléctrico en cada periodo. Para el cálculo de índices probabilistas además de emplear la potencia acoplada también se considera nula la probabilidad de fallo de los grupos hidráulicos. Se puede suponer que el equipo hidráulico o bien no necesita mantenimiento o éste se puede efectuar sin necesidad de disminuir su potencia generada.

La determinación de los índices de riesgo para definir el mantenimiento se hace en función de la división en periodos establecida por el modelo de explotación. Cuando el tiempo de revisión fijado para un grupo sea inferior a la duración del periodo se introduce la simplificación de disminuir su potencia o aumentar su indisponibilidad.

Además es conveniente tener en cuenta ciertas restricciones que hagan más realista la programación del mantenimiento para un sistema eléctrico concreto. Entre éstas pueden estar restricciones que relacionen los grupos de una misma central (no hacer el mantenimiento simultáneamente o hacerlo a continuación), los grupos pertenecientes a una misma compañía eléctrica (no revisar más de cierto número de grupos simultáneamente), considerar las condiciones de puesta en marcha o retirada de un grupo para no realizar el mantenimiento. También es necesaria la inclusión de las revisiones de ciclo hiperanual como en el caso de los grupos nucleares, que suele aprovecharse para efectuar la recarga del combustible.

4.8.1 Optimización determinista

En el MODEX la programación de las revisiones de los grupos de ciclo anual se hace mensualmente, esto es, un grupo está o no en mantenimiento durante un mes dado.

Los grupos térmicos y de almacenamiento se tratan individualmente. El equipo hidráulico no se considera para el mantenimiento dado que la potencia instalada es muy superior a la utilizada y no existen problemas para asumir la revisión de cada grupo.

Existen dos criterios, uno el de fiabilidad y otro el de economía. El de fiabilidad trata de igualar el índice de cobertura o margen de reserva a lo largo de los meses. El de economía pretende mantener la estructura de generación. Ambos criterios son coincidentes bajo la hipótesis de homotecia en las demandas mensuales.

Además la programación de las revisiones se halla sujeta a ciertas restricciones: el mantenimiento es de ciclo anual, respeto a los meses prohibidos, potencia máxima en revisión por compañía y mes, número máximo de grupos por zona y mes, número máximo de grupos por emplazamiento y mes. Existen además restricciones para los grupos que se acaban de dar de alta o están próximos a su retirada.

El criterio económico suministra los valores de potencia de cada equipo a revisar en cada mes sujeto a las restricciones dadas. Estos valores continuos han de discretizarse. Esto se realiza mediante una serie de reglas heurísticas que asignan exactamente qué grupos se revisarán cada mes tratando de acercarse a los valores continuos y respetando las restricciones.

4.8.2 Simulación probabilista

La programación del mantenimiento en el EGEAS trata de igualar la probabilidad de pérdida de carga a lo largo de los diferentes periodos o segmentos (conjunto de varias semanas).

El proceso se realiza asignando sucesivamente el grupo de mayor potencia nominal al segmento de menor LOLP. Cuando un grupo necesita más de un periodo en revisión se escoge el segmento contiguo de menor LOLP. Una vez asignada la revisión de un grupo se recalcula la LOLP del periodo.

La especificación de la duración del mantenimiento se hace en semanas, por tanto, es posible que un grupo se revise parcialmente durante un periodo.

En este caso el tratamiento que se hace del grupo consiste en dividir sus cumulantes por la proporción entre el tiempo de revisión y la duración del periodo. Esto implicaría que dos grupos iguales con la mitad del periodo en mantenimiento cada uno es equivalente a modelar un grupo en revisión en la primera mitad y el otro en la segunda. Se dispone, por tanto, de un grupo en servicio en el segmento completo.

Esta manera de considerar el mantenimiento parcial no es igual a haber aumentado su probabilidad de fallo en ese segmento.

Si se elige la opción de representación por puntos de la curva duración carga equivalente y, por tanto, convolución numérica, el mantenimiento parcial durante un periodo se considera que aumenta la indisponibilidad del grupo.

El programa de mantenimiento del EGEAS no contempla ninguna restricción.

4.8.3 Conclusiones

Dada la incompatibilidad existente entre las respectivas divisiones en períodos (meses o segmentos de cuatro semanas), entre la representación de la demanda (mediante monótona por escalones o aproximación analítica) y entre los criterios utilizados (determinista frente a probabilista) resulta imposible establecer una comparación cuantitativa con una base coherente para determinar la bondad de cada uno de los modelos para fijar el mantenimiento.

En los modelos de optimización determinista la resolución de la programación del mantenimiento como parte del problema total de minimización económica se haría introduciendo directamente en la optimización las restricciones de mantenimiento. Para ello es necesario que exista un modelado del sistema con detalle de grupo y poder decidir sobre su mantenimiento. La programación del mantenimiento requiere la utilización de variables enteras, lo que implica la necesidad de utilizar códigos de optimización adecuados.

En los modelos de simulación probabilista se puede definir la programación del mantenimiento para minimizar los costes totales de explotación de la misma manera, y simultáneamente, a la gestión de la explotación hidráulica. Tal como se ha especificado en la sección 4.4, el problema de coordinación se puede solucionar acudiendo a técnicas de descomposición, que lo separan en un problema maestro (que decide cuándo realizar el mantenimiento y cuánta energía hidráulica producir) y un subproblema (que realiza la explotación en cada período y proporciona la información necesaria para la toma de decisiones del maestro) resueltos iterativamente. El problema maestro en este caso se convierte en uno de programación entera mixta puesto que la variables de decisión para realizar el mantenimiento son de tipo entero y las de gestión mensual del producible anual hidráulico son continuas. Es necesario utilizar códigos adecuados que permitan la solución de este tipo de problemas, entre ellos el XMP, ver Marsten [61].

4.9 Análisis de sensibilidad

Por análisis de sensibilidad se entiende la tarea de determinar el impacto que produce en la solución al modelo de explotación la modificación de ciertos datos o parámetros. Mediante este análisis se obtiene información (con su valoración económica) sobre las relaciones entre las decisiones que se toman para la gestión del sistema y su importancia

relativa. Resulta de particular interés en planificación de la explotación dada la incertidumbre en los datos, su variación con el tiempo o su estocasticidad.

Entre las medidas de sensibilidad interesan especialmente aquellas relacionadas con el coste total de explotación o con las medidas de fiabilidad. Las primeras evalúan el impacto económico que supondría disponer de una unidad de potencia más de cierto grupo o relajar en una unidad cierta restricción, entre otras. Las segundas miden la variación en la fiabilidad del sistema que supone el cambio de cierto parámetro. Las sensibilidades más usualmente estudiadas son:

- con respecto a la potencia de los grupos
- con respecto a su energía para el caso de grupos térmicos con limitación en el consumo de combustible o para grupos hidráulicos
- con respecto a su disponibilidad
- con respecto a la punta de demanda del sistema
- con respecto a la forma de la curva de demanda

No todas ellas pueden obtenerse simultáneamente (mediante expresiones analíticas o en el proceso de optimización) al cálculo de la energía producida por cada grupo, sino que pueden requerir ejecuciones sucesivas del modelo.

Entre sus aplicaciones destacan:

- la optimización del orden de carga de los grupos térmicos como se demuestra en la sección 4.2.
- la programación del mantenimiento de las unidades a lo largo de los periodos, ver la sección 4.8.
- la optimización de la gestión del producible anual hidráulico, explicado en la sección 4.4.
- la evaluación económica de acciones de mejora de disponibilidad de un grupo

- la utilización en programas de planificación de la expansión de la generación para determinar la inclusión de nuevas centrales de diferentes tipos, tamaños, tasas de fallo o necesidades de mantenimiento.

4.9.1 Optimización determinista

Los modelos de optimización determinista (cuando se utilizan ciertas técnicas de resolución como programación lineal, no con métodos puramente numéricos de optimización) proporcionan intrínsecamente la sensibilidad del coste total con respecto a las variables del problema (esto es, las derivadas de la función objetivo con respecto a las variables de decisión) y los precios sombra de las restricciones (esto es, variables duales de las mismas).

4.9.2 Simulación probabilista

A pesar de su utilidad, sólo recientemente se han obtenido las derivadas para modelos de explotación por el método de simulación probabilista, ver Fancher [29] y Bloom [8]. En ambos se trata de aplicaciones con modelos de coste de explotación mediante simulación probabilista por el método de los cumulantes. Se trata de derivadas de la función objetivo - como se comenta a continuación-, de la energía no suministrada esperada y de la probabilidad de pérdida de carga con respecto al tamaño de los grupos. Se han utilizado preferentemente dentro de modelos de expansión de la generación, ver Bloom [8].

La obtención de las derivadas del coste de explotación en función del acoplamiento de un grupo de generación en un modelo de simulación probabilista representa una contribución importante. Aquí se presenta la obtención de las derivadas de una forma novedosa y compacta. Están basadas en el cálculo analítico de la variación de la función objetivo al realizar una pequeña perturbación en la variable de decisión. Una ventaja añadida de estas expresiones es que pueden ser utilizadas en simulación probabilista tanto si se aproxima la curva duración-carga equivalente numérica o analíticamente. La implantación del modelo de simulación probabilista se ha hecho, en este caso, por el método de los cumulantes.

Disponer en forma analítica de las derivadas parciales de la parte no lineal de la función objetivo con respecto a las variables del problema es importante en un modelo de simulación probabilista con vistas a mejorar la rapidez y precisión del código de optimización. Estas derivadas proporcionan información valiosa cuando se minimiza el valor de una función objetivo. Las derivadas de la función objetivo con respecto a las variables de decisión muestran la vía de cambiar las decisiones para reducir el valor de la función objetivo. Indican también el valor marginal del recurso. La obtención de estas derivadas es

importante en modelos de planificación para evaluar el impacto económico de introducir más potencia de un tipo determinado. Cuando el método de resolución hace uso de ellas, como en el caso del EGEAS utilizando la descomposición generalizada de Benders, resulta imprescindible su cálculo. Además también pueden ser usadas para la programación del mantenimiento o en el reparto del producible hidráulico anual desde un punto de vista económico, tal como se ha visto en secciones anteriores.

Para el modelo de simulación probabilista desarrollado para optimizar el orden de carga (OPTO) y presentado en la sección 4.2, la obtención de las derivadas de la función objetivo (costes de explotación) con respecto a las variables de acoplamiento se puede comprender intuitivamente observando la figura 4.5 y realizando una pequeña perturbación al valor de la variable de acoplamiento. Conviene recordar que los grupos del sistema se despachan en dos subconjuntos: el primero, el de los grupos acoplados (cuya potencia total cubre la demanda más un cierto margen de reserva), y el segundo, el de los no acoplados. Hay que tener en cuenta además que los grupos se despachan divididos en dos bloques de potencia: el primero, el mínimo técnico, y el segundo, el resto hasta completar la potencia nominal del grupo. Además los mínimos técnicos de los grupos acoplados se colocan bajo la demanda mínima ordenados entre sí. Los grupos no acoplados se despachan uno a continuación de otro, después de todos los grupos acoplados.

La expresión de la derivada está compuesta de los siguientes términos:

- El primer término recoge las modificaciones del coste de la generación de los mínimos técnicos del primer subconjunto de grupos.
- El segundo término engloba los incrementos en la función objetivo ocasionados por las modificaciones sufridas por las generaciones de los segundos bloques de los grupos del primer subconjunto.
- Por último, el tercer término recoge la modificación introducida por el segundo subconjunto. Según se trate de la variable de acoplamiento igual a 1, este término toma un valor u otro. Cuando la variable de acoplamiento es inferior a 1 la perturbación llega únicamente hasta el grupo cuya potencia se incrementa. Mientras que si la variable de acoplamiento es igual a 1 la perturbación alcanza la energía no suministrada esperada.

La derivada parcial de la parte no lineal de la f.o. con respecto a la variable de acoplamiento responde a la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
 \frac{df.o.}{dA_i} = & T P_{i,1} \left[\sum_{k=1}^{N-1} (u'_k v_{k,1} (1-q_{k,1}) - u_{k+1} v_{k+1,1} (1-q_{k+1,1})) \right. \\
 & + u'_N v_{N,1} (1-q_{N,1}) - U_1 v_{1,2} p_1 \\
 & \left. + \sum_{k=1}^{i-1} (U'_k v_{k,2} p_k - U_{k+1} v_{k+1,2} p_{k+1}) \right] \\
 & + T A_i P_{i,n} \left[\sum_{k=1}^{N-1} (U'_k v_{k,2} p_k - U_{k+1} v_{k+1,2} p_{k+1}) \right. \\
 & + U'_N v_{N,2} p_N - u_I v_{1,1} (1-q_{1,1}) \left. \right] \\
 & + T A_i P_{i,n} \left[\sum_{k=1}^{i-1} U_k (v_{k,1} (1-q_{k,1}) - v_{k,2} p_k) + U'_k v_{k,2} p_k \right. \\
 & \left. - u_{k+1} v_{k+1,1} (1-q_{k+1,1}) \right]
 \end{aligned} \tag{4.6}$$

además si $A_i=1$ el último sumando se sustituye por éste

$$+ T A_i P_{i,n} \left[\sum_{k=1}^{i-1} U_k (v_{k,1} (1-q_{k,1}) - v_{k,2} p_k) + U'_k v_{k,2} p_k - LOLP v_{N+1} \right]$$

siendo

u_k	punto de carga del primer punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
u'_k	punto final de despacho del primer punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
U_k	punto de carga del segundo punto de válvula del grupo k del primer subconjunto
U'_k	punto final de despacho del segundo punto de válvula del grupo k del primer subconjunto

u_k	punto de carga del primer punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto
U_k	punto de carga del segundo punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto
U'_k	punto final de despacho del segundo punto de válvula del grupo k del segundo subconjunto

Estas derivadas presentan expresiones más complicadas de las que aparecerían en un modelo clásico de simulación probabilista, debido a la separación especial entre grupos acoplados y no acoplados. Supuesto que esta división no se quisiera considerar (por no ser relevantes los mínimos técnicos para el sistema en estudio) la expresión de las derivadas con respecto a la potencia de cada grupo se obtendría con expresión análoga a la presentada para el caso de $A_i=1$.

4.10 Requerimientos de cálculo

Los diferentes métodos de solución utilizados por los modelos de explotación tienen implícitamente muy diferentes necesidades de cálculo.

Así por ejemplo, un modelo de simulación probabilista clásico (con representación numérica de la curva duración-carga y convolución numérica) es tremendamente eficaz y necesita únicamente pocos segundos de CPU para solucionar un problema de tamaño análogo al español. Si además se utiliza el método de los cumulantes para representar analíticamente la curva duración-carga y efectuar la convolución del fallo de la generación, aún se reduce más el tiempo de cálculo puesto que la convolución de los grupos ahora se convierte en mera adición de cumulantes. Las ventajas e inconvenientes de ambos métodos se han discutido en numerosas publicaciones y aparecen resumidas en la sección 4.7. En resumen se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- el método de los cumulantes representa aproximadamente una mejora de un orden de magnitud en cuanto a tiempo de cálculo con respecto al método de convolución numérica
- para un sistema como el español este método da resultados suficientemente aproximados, ver en más detalle el apartado 4.7.3

- el método de los cumulantes sólo resulta imprescindible cuando se utiliza en un modelo de planificación de la expansión del equipo generador donde se estudian múltiples periodos
- cuando el problema de tiempo no es importante, como sucede en un modelo de explotación anual, y se desea obtener resultados precisos el método adecuado será el de convolución numérica

El método de optimización determinista necesita un tiempo de cálculo dos órdenes de magnitud superior al de simulación probabilista mediante convolución numérica. Lo que antes eran segundos ahora se convierte en minutos de CPU. Las mejoras de tiempo en este método estarán centradas principalmente en el estudio a fondo de la formulación del problema, búsqueda de estructura especial si la tiene y en consonancia utilización de códigos de optimización adecuados. Estos han de explotar la naturaleza del problema y su estructura.

Por último, el método de optimización probabilista representa a su vez otro salto de orden de magnitud en el tiempo de cálculo requerido, debido a la optimización de la explotación y a la naturaleza probabilista. Las mejoras posibles para este método, descritas en detalle en la sección 3.5, se centran en la reducción del tiempo de optimización mediante la utilización de un código de optimización idóneo, técnicas de reducción de varianza y, sobre todo, en la investigación de nuevos métodos de simulación.

CAPITULO 5

5 CONCLUSIONES5.1 Resultados y aportaciones de la tesis

Esta tesis ha analizado críticamente la gran variedad de modelos de explotación a medio plazo que reflejan el estado actual del arte, poniendo de relieve sus virtudes y limitaciones y proponiendo, en su caso, métodos de mejora. Para ello se ha definido en primer lugar el ámbito usual de aplicación de los modelos de explotación a medio plazo dentro del conjunto de herramientas de análisis y planificación que utiliza una compañía eléctrica. Se han clasificado los modelos de explotación según un procedimiento original atendiendo a los atributos más básicos que permiten su diferenciación, definiendo unos modelos tipo en los que se fundamenta el estudio posterior. Se han utilizado modelos en cuya mejora y/o desarrollo se ha contribuido de manera importante y se han desarrollado informáticamente versiones prototipo de nuevos modelos a fin de poder establecer conclusiones cuantitativas. Uno de estos modelos prototipo, llamado de referencia, es una aportación original y permite superar la mayor parte de las deficiencias de los modelos actualmente existentes, con la única limitación de su elevado tiempo de cálculo para determinadas aplicaciones. Se han definido las características más significativas que permiten evaluar un modelo de explotación a medio plazo. Se han obtenido conclusiones sobre las capacidades de cada modelo mediante análisis cualitativos y cuantitativos de sus características. Se ha analizado también la utilización adecuada de cada tipo de modelo dependiendo del ámbito de aplicación y del sistema eléctrico considerado.

A lo largo de la tesis se ha usado el sistema eléctrico peninsular español como principal caso ejemplo para centrar tanto los análisis cualitativos como la valoración cuantitativa de los modelos.

Específicamente hay que resaltar las siguientes aportaciones:

- método original de clasificación de los modelos de explotación atendiendo a sus atributos básicos relevantes. Taxonomía y estudio en profundidad de las características diferenciadoras y significativas para los modelos de explotación a medio plazo, existentes y aquellos que pueden desarrollarse en un futuro.

- implantación informática de versiones primeras de modelos tipo con la finalidad de poder establecer conclusiones cuantitativas. Creación como prototipo de un modelo de referencia que supera limitaciones de otros modelos salvo por su necesidad de gran tiempo de cálculo para ciertas aplicaciones. Este ha sido utilizado como patrón en comparaciones cuantitativas de diversas características de los modelos de explotación.
- análisis comparativo individualizado detallado, cualitativo y cuantitativo, de cada característica en los distintos tipos de modelos, haciendo ver:
 - i) su relevancia práctica
 - ii) su posibilidad de ser incorporado en cada unoEllo ha permitido la obtención de conclusiones sobre las capacidades de cada modelo, condicionadas a su utilización adecuada, dependiente del ámbito de aplicación y del sistema eléctrico considerado.
- aportaciones metodológicas y algorítmicas relevantes incorporables en otros modelos:
 - i) cálculo de sensibilidades en modelo de simulación probabilista. Estas sensibilidades son utilizables en aplicaciones de optimización del orden de carga, expansión de la capacidad, optimización y coordinación hidráulica entre periodos, optimización económica del programa de mantenimiento, etc.
 - ii) incorporación en algoritmo clásico de simulación probabilista de la consideración del orden óptimo de carga y tratamiento de mínimos técnicos.
- evaluación pormenorizada de la precisión en la representación de la explotación del sistema eléctrico peninsular español por modelos de simulación probabilista, de optimización determinista y de optimización probabilista.
- propuesta de un nuevo modelo patrón que incorpora la mayor parte de las ventajas de los modelos manejados. Se basa en la combinación y coordinación del modelo de referencia, desarrollado en la tesis y utilizado en la optimización de la explotación en un periodo, con otro modelo que permite la toma de decisiones para la optimización de la explotación en diversos periodos. Este modelo se utilizaría ampliamente, sustituyendo a los modelos actuales en la mayoría de las aplicaciones.

- especificación preliminar de un sistema experto que efectúe la elección y recomiende el uso del modelo de explotación más adecuado para una aplicación determinada. El conocimiento sobre los modelos de explotación a medio plazo, tanto generales como específicos de algunos de ellos, adquirido durante la tesis ha sido plasmado en un sistema experto. Es importante resaltar la estructuración que se ha hecho del mismo, clasificándolo en bases de datos de conocimiento.

5.2 Conclusiones parciales

Las conclusiones que se exponen a continuación sobre los resultados de la tesis están basadas en las utilidades más frecuentes de los modelos de explotación. Estas son las que implícitamente han servido para definir las características que debe tener un modelo de explotación, establecer las comparaciones y analizar los resultados, tal como se describieron en el capítulo 2. Esto no significa, sin embargo, que el campo de aplicación de los modelos se reduzca exclusivamente a ellas.

Otra salvedad importante que es necesario hacer se refiere a la dependencia de algunas conclusiones respecto al caso ejemplo utilizado: el sistema eléctrico peninsular español. La tesis se ha enfocado principalmente pensando en sistemas análogos al español, en cuanto a tamaño, composición y características de explotación. Esto relativiza algunas conclusiones que son únicamente aplicables para sistemas semejantes. Por ejemplo, el tamaño del sistema puede ser crucial para un tipo de modelo mientras que para otro carece de relevancia. Las características del sistema y su manera de explotarlo inciden en la importancia dada a cada comparación. De forma que un modelo puede resultar adecuado para el sistema español y no serlo para un sistema de otro país o viceversa, un modelo utilizable por una compañía eléctrica individual puede no ser idóneo para el sistema peninsular en su conjunto. No obstante, la mayoría de las conclusiones siguen siendo válidas individualmente, siendo el sistema eléctrico y el usuario el que determina su importancia relativa. Serán, por lo tanto, las conclusiones globales sobre los modelos, donde se relacionan sus atributos básicos y el sistema eléctrico al que se desea aplicar, las más susceptibles de ser modificadas al analizar un sistema eléctrico diferente del peninsular español.

Se pueden citar como aplicaciones más frecuentes las siguientes:

- 1) estudios periódicos y sistemáticos de planificación y previsión a medio plazo de la producción de los grupos y sus costes.

- ii) estudios periódicos para determinar la gestión del producible hidráulico en función de nuevos datos sobre aportaciones y predicciones meteorológicas.
- iii) estudios especiales para afrontar cambios en las estrategias de aprovisionamiento de combustibles, con la inclusión de nuevos tipos de contratos y/o restricciones.
- iv) estudios de impacto de nuevas tecnologías de generación, técnicas de gestión de la demanda o aumento en la disponibilidad de los grupos sobre la explotación del sistema eléctrico.
- v) estudios específicos de planificación de la expansión de la generación a muy largo plazo.

Se han extraído las siguientes conclusiones parciales con respecto a las comparaciones efectuadas entre los tipos de modelos en su implantación actual (o en desarrollos futuros razonablemente previsibles y que conceptualmente no parecen presentar especial dificultad):

i) Orden de carga.

El orden de despacho de los grupos debería ser en principio el orden económico. Pero éste se alteraría para tener en cuenta el despacho de los mínimos técnicos de los grupos acoplados, la reserva rodante térmica e hidráulica, las centrales hidroeléctricas, etc.

Optimización determinista tiene en cuenta expresamente estas consideraciones incluyéndolas como restricciones dentro del planteamiento de optimización.

Simulación probabilista considera implícitamente todos los estados de fallo de la generación pero bajo un único orden de carga. Esto ocasiona dos errores: uno debido a la manera de despachar los mínimos técnicos de los grupos acoplados y no acoplados y el otro asociado a no considerar explícitamente las restricciones que éstos deben cumplir. Este último error se ha subsanado en un modelo desarrollado en la tesis que obtiene el orden de carga más económico respetando restricciones asociadas a los mínimos técnicos de los grupos acoplados. El despacho correcto de los mínimos técnicos para todos los estados posibles del sistema de generación sigue siendo objeto de investigación en la actualidad.

Optimización probabilista trata correctamente todas las situaciones posibles de alteración del orden de carga al reconocerlas expresamente como restricciones en la optimización.

ii) Parque térmico.

El equipo térmico y el nuclear del sistema eléctrico son considerados individualmente por grupos. Además cada grupo puede dividirse en dos puntos de válvula o bloques de potencia al menos, modelando las dependencias entre ellos.

Todos los modelos permiten tratar el equipo térmico peninsular con suficiente detalle. El modelo de optimización determinista podría incluir este nivel de detalle salvo por problemas de tiempo de cálculo. Una opción más razonable es modelar como unidad mínima las centrales (grupos similares en un mismo emplazamiento).

Para la inclusión de la posibilidad de modelar las paradas de ciertos grupos por la noche y en fin de semana es necesario dividir el período en subperíodos para valorar la diferencia en grupos acoplados entre situaciones de punta y valle.

Optimización determinista optimiza explícitamente las paradas de los grupos en fin de semana.

Simulación probabilista, dado que se trata de un modelo monoperíodo, no considera esta dependencia temporal. Su inclusión, con el objetivo de diferenciar dos conjuntos de grupos disponibles, conduce a situaciones no realistas por la duración típica de fallos de las unidades térmicas.

Optimización probabilista permite la optimización de la decisión de acoplamiento de los grupos en los distintos subperíodos, incluyendo los costes de paso de una situación a otra para un mismo estado de disponibilidad del sistema.

iii) Equipo hidráulico.

Un detalle en el modelado hasta diferenciar cuenca o subcuenca con características funcionales homogéneas parece el deseable para el sistema español. Todos los modelos pueden manejar este nivel.

Otra característica importante es la posibilidad de optimizar o evaluar una política de gestión de embalses, regulando la generación y embalsando para obtener el mayor beneficio. Solamente el modelo de optimización determinista y el de simulación probabilista (éste último debería ser ampliado) pueden efectuar la optimización de la gestión del producible anual hidráulico.

Por otra parte, la aleatoriedad en las aportaciones hidráulicas también debería ser considerada. Usualmente el tratamiento dado es determinista, considerando

aportaciones medias esperadas. Únicamente el modelo de optimización probabilista permitiría, de manera sencilla, la inclusión de la aleatoriedad en el producible hidráulico.

Una optimización de la gestión anual hidráulica incluyendo las diferentes aportaciones sería posible en simulación probabilista con la técnica de programación dinámica estocástica.

iv) Equipo de bombeo.

El bombeo de ciclo semanal puede ser representado correctamente por los modelos de optimización determinista y simulación probabilista, permitiendo ambos la optimización de la energía a producir. Ello exige manejar subperíodos dentro de períodos de una semana, que para el modelo de optimización determinista puede estar en el límite de lo razonable desde el punto de vista de tiempo de cálculo requerido. Por esta misma razón, el modelo de optimización probabilista no podría afrontar una optimización de la energía a bombear en un período de una semana, aunque sí un despacho óptimo de los grupos de bombeo para una energía fijada exteriormente.

El bombeo de ciclo estacional puede ser considerado correctamente por los modelos de simulación probabilista y optimización determinista de la misma manera y en conjunción con la gestión mensual del producible hidráulico.

v) Medidas de calidad del servicio.

Es importante conocer el significado y valor numérico de las medidas de fiabilidad estáticas, que deber ser tomadas como valores comparativos ante diferentes escenarios de generación. Sin embargo, por la especial característica del sistema peninsular español, con un elevado porcentaje de potencia hidráulica disponible y con una gran aleatoriedad en las aportaciones, su cálculo exacto resulta difícil y frecuentemente se hacen simplificaciones.

Claramente son superiores frente a las deterministas las medidas de calidad del servicio probabilistas obtenidas en los modelos de simulación probabilista y optimización probabilista. Este último además añade la capacidad para obtener su distribución estadística.

vi) Representación de la demanda.

La monótona de demanda puede ser aproximada mediante escalones, numérica o analíticamente.

La aproximación numérica es la más exacta y se puede considerar patrón si se realiza con suficiente número de puntos.

La aproximación por escalones presenta el problema del desajuste a la curva real, que origina en el modelo un defecto de bombeo necesario para cubrir las horas valle. El número de escalones ha de ser un orden de magnitud superior para anular estos errores. El tiempo de cálculo para el modelo de optimización determinista se haría entonces prohibitivo.

La aproximación por cumulantes es razonablemente precisa en las zonas intermedias de probabilidad, pero presenta defectos sistemáticos en las zonas de demanda mínima y máxima, que en el último caso puede ocasionar valores absurdos de probabilidad en la curva duración-carga. Estas dificultades se pueden acentuar si se desea manejar curvas para periodos cortos, como una semana, donde los errores de aproximación pueden ser significativos.

La validez o no de los modelos de optimización probabilista y simulación probabilista viene condicionada a la utilización de una representación u otra de la demanda.

vii) Programación del mantenimiento.

La programación de las revisiones se debe hacer con criterio económico, ligada a la gestión de la energía hidráulica y del bombeo de ciclo estacional. Tanto el modelo de optimización determinista como el de simulación probabilista pueden efectuar esta optimización incluyendo las restricciones que se consideren convenientes.

La complejidad que representa este conjunto de decisiones hace que usualmente se utilice un criterio de fiabilidad para la determinación del programa de revisiones. El modelo de simulación probabilista presenta la ventaja de utilizar criterios probabilistas (probabilidad de pérdida de carga, por ejemplo) que son superiores a los deterministas.

El modelo de optimización probabilista no permitiría, por cuestión de tiempo requerido, la optimización con criterio económico del programa de mantenimiento anual. Este se podría realizar con un modelo previo de simulación probabilista como en el modelo patrón propuesto más adelante en este capítulo.

viii) Análisis de sensibilidad.

Las medidas de sensibilidad son importantes en tanto en cuanto aportan luz sobre la perturbación económica que sufre el sistema al ser modificados ciertos parámetros o variables.

El modelo de optimización determinista proporciona como medidas de sensibilidad las derivadas de la función objetivo con respecto a las variables de decisión y precios sombra de las restricciones.

En un modelo de optimización o de simulación probabilista se pueden obtener analíticamente las mismas medidas de sensibilidad.

ix) Requerimientos de cálculo.

Claramente los modelos de simulación probabilista necesitan muy poco tiempo de cálculo. En su versión de convolución analítica, mediante el método de los cumulantes, se pueden utilizar dentro de modelos de planificación de la expansión de la generación.

Un modelo de optimización determinista requiere un orden de magnitud superior de tiempo de cálculo, pero todavía se mantiene dentro de valores razonables pudiendo ser utilizado sistemáticamente.

El modelo de optimización probabilista necesita un tiempo de cálculo elevado. Por esta razón su utilización resulta menos ágil y no puede afrontar tareas de gestión multiperíodo.

5.3 Conclusiones globales sobre los diferentes tipos de modelos

Un modelo de explotación ideal plantearía un gran problema de optimización de variables para todas las decisiones relevantes que se deban considerar (acoplamiento de grupos, gestión económica del producible hidroeléctrico, mantenimiento, etc) sometido a las restricciones que hagan realista la explotación (respetar la demanda mínima para los mínimos técnicos de los grupos acoplados, cantidad máxima producible en el intervalo de tiempo en estudio, reserva rodante necesaria, etc). Este modelo tan complejo no es posible resolverlo en la actualidad. Por esta razón, se jerarquizan las decisiones, se opta por el modelado específico de unas u otras variables de decisión y se da prioridad a la resolución de unas decisiones frente a otras. La taxonomía realizada, presentada en el capítulo 2, nos permite valorar globalmente los modelos de explotación atendiendo a sus atributos más relevantes: optimización o simulación de ciertas variables, tratamiento determinista o probabilista de las aleatoriedades, capacidad de modelado de las dependencias y acoplamientos entre diferentes períodos. Además permite apreciar los enfoques prioritarios que se han desarrollado para solucionar ciertos aspectos relevantes en los modelos de explotación.

Se han obtenido las siguientes conclusiones **cualitativas** globales de los modelos frente a los atributos decisorios presentados anteriormente:

Optimización determinista.

Desde la perspectiva global de optimización de las dependencias entre diferentes periodos la estructura completa del modelo, con sus diferentes opciones concatenadas, parece muy adecuada. Sin embargo, es necesario mejorar la capacidad de modelado del sistema en el nivel más elemental, sustituyendo la optimización por equipos y la desagregación por grupos por una única optimización por grupos o centrales como la realizada en el modelo de referencia, aún cuando no fuera necesario acudir a variables enteras. También dentro de este esquema parece conveniente la inclusión de nuevas restricciones que afectan al conjunto del sistema como la adquisición de combustibles en un mercado libre o las limitaciones que puede imponer la red en la explotación de la generación.

El modelo optimiza correctamente dentro de un periodo la decisión de acoplamiento de los grupos necesarios para afrontar la demanda despachando correctamente sus mínimos técnicos.

Presenta la desventaja importante de un tratamiento determinista de la aleatoriedad de la generación.

Simulación probabilista.

Los modelos de simulación probabilista representan un buen compromiso de tiempo y resultados. Sin embargo, necesitan incluir la optimización interperiodos de recursos tan importantes en el sistema español como el producible hidráulico anual. Los procedimientos de optimización que se diseñen no deben aumentar en exceso el tiempo de cálculo global.

Estos modelos manejan adecuada y eficientemente la aleatoriedad de la generación y de la demanda. Permiten obtener medidas de calidad de servicio probabilistas. Requieren muy poco tiempo de cálculo.

Simulan la explotación dentro de un periodo y, por consiguiente, la optimización económica en función de ciertas variables se sustituye por criterios heurísticos que alteran el único orden de cara contemplado. Presentan errores asociados a cambios en el orden de despacho de los grupos (despacho de los mínimos técnicos, entre otras).

En la tesis se ha desarrollado un modelo de simulación probabilista que permite la inclusión de restricciones que alteran el orden de carga en la explotación (mínimos técnicos, reserva rodante, etc).

Optimización probabilista.

El modelo de referencia desarrollado en la presente tesis se ha mostrado idóneo y necesario para efectuar las comparaciones cuantitativas con el resto de modelos analizados. Resulta imprescindible cuando se desea analizar con detalle la importancia y el impacto de los mínimos técnicos en el sistema. Para convertirlo en un modelo utilizable ampliamente se necesita potenciar su capacidad de modelado incluyendo el tratamiento de los grupos hidráulicos y de bombeo y, por otra parte, la inclusión de técnicas de simulación nuevas que permitan captar la incertidumbre en la demanda y generación sin penalizar en exceso el tiempo de cálculo requerido.

Este modelo optimiza económicamente el despacho de los grupos (mínimos técnicos) y considera adecuadamente las aleatoriedades asociadas a la demanda, la generación o la estocasticidad en la hidrología. Además del cálculo de valores esperados de energías y medidas de calidad de servicio, permite la determinación de sus distribuciones. Requiere, sin embargo, tiempos de cálculo muy elevados para ciertas aplicaciones (como el cálculo de medidas de calidad del servicio). Por esta razón, no parece razonable que se utilice para la optimización de las decisiones de acoplamiento entre períodos (gestión hidráulica, mantenimiento) que debería realizarse de forma heurística previa al despacho de los grupos o con otro modelo como se propone en el modelo de explotación patrón.

Las principales conclusiones cuantitativas relativas a la **precisión** conseguida con los diversos métodos son:

- Diferencia en el tratamiento dado por los modelos a la aleatoriedad en la generación.
Los modelos deterministas cometen errores importantes en los valores de energía proporcionados.
- Tratamiento dado a los mínimos técnicos. Requiere modelar explícitamente las alteraciones al orden de carga que impone su despacho y la restricción de su funcionamiento por debajo de la demanda mínima.
Los modelos de simulación probabilista clásicos incurren en importantes errores en los valores de energía obtenidos para los mínimos técnicos de los grupos no acoplados al considerar exclusivamente un orden de carga.

- Precisión en la aproximación de la curva monótona de demanda.
La aproximación por escalones, a no ser que el número de éstos sea elevado, no parece suficientemente precisa.
Los modelos que utilicen una aproximación analítica por el método de los cumulantes pueden cometer errores en las producciones de los grupos si la unidad de tiempo es pequeña. Estos errores sistemáticos en la cola de monótona pueden ocasionar valores erróneos de medidas de calidad del servicio.

5.4 Definición de un modelo de explotación a medio plazo

A la vista de las anteriores conclusiones parciales y globales, resultado de esta tesis, se propone un modelo ideal de explotación a medio plazo para el sistema eléctrico español, descompuesto a su vez en dos modelos concatenados. El primero tomará las decisiones de optimización económica y coordinación de la explotación con un alcance para múltiples periodos. El segundo optimizará la explotación a realizar para cada periodo.

Modelo de optimización y coordinación de la explotación multiperíodo.

Las variables de decisión relevantes que se considerarán en este modelo son:

- reparto y coordinación del producible anual hidráulico (con sus características especiales de estocasticidad, dependencia temporal y espacial)
- programación del mantenimiento anual de las unidades térmicas
- gestión del ciclo de combustible nuclear y mantenimiento programado de las centrales nucleares

Actualmente, en el sistema peninsular español el bombeo no se realiza por razones económicas, ya que no existe suficiente diferenciación entre los costes de la generación que justifique la rentabilidad de su uso, sino por criterios de seguridad (mantenimiento de cierta reserva de potencia muy rápida) o de mínimos técnicos (incremento artificial de la demanda nocturna para evitar paradas diarias). Este bombeo se efectúa únicamente en ciclo diario y semanal. Este funcionamiento no ha de ser recogido en este primer modelo.

Un horizonte de tiempo razonable para este modelo debe contemplar un intervalo total de varios años (dos o tres, dependiendo de la información hidrológica disponible, de la hiperanualidad de ciertos embalses o de la duración del ciclo de combustible nuclear). Cada uno se dividiría en periodos iguales de una o varias semanas (una a cuatro, según se desee obtener las revisiones de las unidades como conjunto de semanas, quincenas o meses y según sea la calidad y cantidad de los datos hidrológicos necesarios) o periodos diferentes (siendo

los primeros los de duración menor, aumentando ésta según se alejan en el tiempo puesto que la incertidumbre es mayor).

Las variables que intervendrán en la optimización serán las potencias y energías a producir en cada periodo por las centrales hidráulicas (entiéndase agrupación de una o varias de ellas según un criterio de funcionamiento homogéneo) y las decisiones de mantenimiento de las unidades térmicas y nucleares en cada periodo.

La metodología de resolución del problema global de optimización para el intervalo total (conjunto de periodos) será la descomposición generalizada de Benders, ver Bloom [8], que ha sido utilizada con éxito para la planificación de expansión de la generación. Este método disgrega el problema global en dos. Uno, el problema maestro, que se encarga de minimizar el coste de explotación en el intervalo global (suma de los costes de explotación en los periodos) en función de las variables de decisión anteriores sometidas a restricciones que hagan realista tanto la política de mantenimiento como la gestión hidráulica. Y otros, los subproblemas, que simulan (u optimizan) la explotación del sistema en cada periodo y pasan la información relativa a la sensibilidad del coste de explotación frente a variaciones incrementales en las variables de decisión del maestro. La resolución se efectúa mediante iteraciones sucesivas entre maestro y subproblemas hasta lograr que el coste de explotación para el intervalo total que calcula el maestro sea similar a la suma de los costes de explotación de los subproblemas, esto es, estén dentro de un intervalo de tolerancia.

El modelo más adecuado a utilizar para cada periodo sería del tipo simulación probabilista con un tratamiento eficaz de la convolución y debe estar dotado de las siguientes características:

- demanda modelada mediante una curva duración-carga para cada periodo. Su aleatoriedad incluirá la incertidumbre en el crecimiento esperado de la misma.
- aproximación de la curva duración-carga según métodos analíticos (método de los cumulantes, mezcla de aproximaciones normales, etc) que presentan una gran eficacia de cálculo.
- generación térmica modelada individualmente por grupos, con al menos dos bloques de potencia, el primero con características de mínimo técnico. La aleatoriedad en su funcionamiento considerada mediante la convolución de sus fallos en la curva duración-carga equivalente. El orden de carga que determina el despacho de los grupos se obtendrá, por razones de rapidez, con el criterio heurístico. Opcionalmente se puede incluir la optimización del orden de carga

- sujeto a restricciones que afectan el orden de despacho de los grupos según el modelo desarrollado en la tesis.
- generación hidroeléctrica agregada por cuencas y/o subcuencas con comportamiento hidrológico equivalente. La aleatoriedad en las aportaciones será incluida mediante la ponderación de suficiente número de series hidrológicas o mediante la evaluación de producibles medios.
Si este modelado de la hidráulica no capturase de manera suficientemente precisa la estocasticidad en las aportaciones hidráulicas sería necesario acudir a técnicas de programación dinámica estocástica, con elevadas necesidades de cálculo, para su correcta valoración.
- sensibilidades del coste de explotación del período con respecto a incrementos en las variables de decisión calculadas basándose en el método desarrollado en la tesis (sección 4.9.2) entre otros.

El modelo que se acaba de describir presenta las siguientes ventajas:

- modularidad, derivada de la utilización de la técnica de descomposición de Benders, que separa las decisiones de coordinación interperiodos de las de explotación de cada período.
- agilidad y flexibilidad para variar criterios o políticas de mantenimiento y/o cambios en la coordinación hidráulico-térmica, nuevos criterios/contratos de utilización de combustibles térmicos, derivadas de la modularidad del método.
- rapidez necesaria para decidir la coordinación de la explotación de varios años con detalle semanal, lograda utilizando como núcleo un modelo de simulación probabilista con aproximación analítica de la curva duración-carga.
- caracterización suficientemente aproximada de los mínimos técnicos de las unidades térmicas y su funcionamiento en el sistema eléctrico.
- capacidad de modelado de la estocasticidad en las aportaciones hidrológicas.

En las labores de validación de este modelo es necesario comprobar (tal vez con modelos de coordinación hidrotérmica con un tratamiento explícito más detallado del sistema hidroeléctrico, que utilizan usualmente técnicas de flujos en redes) que la gestión hidráulica que se propone puede ser realizada, ver Dierstein [23]. Esta comprobación puede incidir en el nivel de agregación de las centrales hidráulicas utilizado y en las restricciones incluidas en el problema maestro. Su validez depende de la importancia y efecto de las limitaciones de los embalses, políticas de irrigación y vertidos, dependencias físicas entre embalses del mismo río (no tenidas en cuenta en el modelo).

Modelo de optimización y coordinación de la explotación monoperíodo.

Este modelo se encargará de la optimización de la explotación en el período, pudiendo éste ser o no dividido en subperíodos. Las variables relevantes para este modelo son las siguientes:

- las decisiones de acoplamiento de cada grupo térmico y nuclear en los diferentes subperíodos (laborables y fin de semana, por ejemplo),
- la optimización de la energía que deben generar las centrales hidroeléctricas en los diferentes subperíodos,
- la utilización de la energía a bombear por las centrales de almacenamiento, por razones de mínimos técnicos o por interés económico.

Una división en subperíodos de un mes, que sería el período típico, podría alcanzar el detalle de subsemana laborable diurna, nocturna y subsemana festiva. Es decir, el período quedaría segregado en doce subperíodos de diferentes duraciones. La división se haría en función de la variación semanal de la demanda, que puede implicar la necesidad de modelar explícitamente las paradas en fin de semana de ciertos grupos térmicos, y del funcionamiento que se obtenga del bombeo en cada uno de los subperíodos posibles.

El diseño del modelo sería similar al presentado en el capítulo 3 de la tesis, ampliado para incluir el modelado de la hidráulica y del bombeo en cada subperíodo y la optimización global del acoplamiento de los grupos en varios subperíodos simultáneamente. Estas mejoras son posibles dentro del mismo esquema de optimización no lineal con restricciones lineales.

La optimización del despacho de las centrales hidráulicas ante los múltiples estados de disponibilidad analizados requiere la elección del grupo térmico inmediatamente anterior (esto es, aquél que coincide con el precio sombra de la energía hidráulica media disponible) en el orden de carga. Esta se puede realizar de forma aproximada con algún sencillo cálculo previo. Por otra parte y aprovechando el método de simulación empleado, se puede modificar la potencia y energía a utilizar por las centrales hidráulicas en función del estado de disponibilidad resultante del sorteo Monte Carlo. Esto permite introducir medidas correctoras con la generación hidráulica ante contingencias de la generación térmica.

Este modelo optimiza el orden de despacho de los grupos incluyendo un modelado explícito de los mínimos técnicos. Las aleatoriedades en la demanda, en la generación o en las aportaciones hidrológicas son modeladas mediante simulación de Monte Carlo. Los tiempos

de cálculo se pueden reducir con nuevas técnicas de reducción de varianza o de simulación en general que podrían ser aplicadas con éxito en este modelo.

5.4 Aplicabilidad de cada modelo

Uno de los objetivos de la tesis es establecer una correspondencia entre los diferentes modelos estudiados y su campo usual de aplicación. Para ello se han estudiado y analizado con detalle cada uno de ellos frente a una serie de características consideradas definitorias de los mismos, teniendo presente ciertas aplicaciones que se consideran usuales. Las comparaciones se han establecido entre los modelos en su situación actual y con los previsibles desarrollos futuros claramente factibles desde el punto de vista conceptual.

Como se ha podido apreciar no existe un modelo que sea claramente obsoleto o inadecuado para todas las aplicaciones mencionadas anteriormente. Todos presentan ciertas ventajas en unas y desventajas en otras. Solamente parece haber, en la actualidad, unas características excluyentes, de forma que si un modelo no las tiene esto hace que sea inviable su aplicación para determinadas utilidades. Esta idea se mantendría aun suponiendo que el avance del tiempo con nuevos desarrollos originase una mejora en la mayoría de las características. Se analizan a continuación en unos casos de aplicación cuales serían los modelos elegidos y por qué.

Para tomar una decisión de planificación de expansión de la generación se requiere el cálculo repetitivo de los costes de explotación, ya que los análisis se extenderán para varios años y para diversas alternativas posibles a evaluar. De acuerdo con esta consideración, un elevado tiempo de cálculo de un modelo de explotación es una característica excluyente para su utilización dentro de un modelo de planificación de expansión de la generación. Por tanto, solamente un modelo de simulación probabilista que utilice una aproximación analítica de la curva duración carga y de la convolución de los fallos de los grupos puede ser empleado en una aplicación real para el cálculo automático de un plan de expansión óptimo. Los otros modelos sólo se podrían utilizar de manera guiada por el usuario con criterios heurísticos, no de forma automática dentro de un modelo de expansión de la generación.

La optimización de la explotación en múltiples periodos requiere también un elevado tiempo de cálculo, pues se necesita tener la visión completa de todos los periodos para calcular el valor de las variables de decisión. Este cálculo es prohibitivo para modelos como el de referencia, aunque puede ser afrontado sin dificultad por un modelo de optimización determinista múltiperiodo o por el modelo planteado en la sección 5.3, que descompondría el

problema global en un problema de optimización lineal para establecer la coordinación entre los periodos y un modelo de simulación probabilista para realizar su explotación.

La elección de un modelo para efectuar la planificación de la explotación a medio plazo, que es su utilización más usual, es una decisión más compleja y menos clara que las anteriores. Tal como se ha comentado, todos los modelos tienen ventajas e inconvenientes. En la tesis se ha analizado y valorado tanto cuantitativa como cualitativamente la importancia de cada característica. Sin embargo, no se pueden sacar conclusiones globales que invaliden unos u otros modelos y queda todavía margen de decisión. Cada usuario particular debe ponderar o dar más prioridad al modelado correcto y detallado de unas características y menos al de otras.

Para efectuar este proceso de toma de decisión se ha especificado un sistema experto basado en el conocimiento que guíe al usuario, cuyas características básicas se presentan y analizan en el Apéndice E. Este sistema experto recoge los resultados y conocimientos adquiridos en el desarrollo de la tesis, los estructura y formula de manera que puedan ser utilizados. Su objetivo principal es decidir el uso de uno o varios modelos para resolver la aplicación que el usuario demanda. En este proceso de selección el sistema experto puede requerir consultas al usuario para plantearle, cuando sean necesario, disyuntivas que es incapaz de resolver y que serán dependientes de la aplicación deseada. Por otra parte, proporcionará además la explicación del proceso completo de decisión para que éste pueda ser revisado si se considera oportuno.

5.5 Líneas de continuación

A partir de la investigación realizada y de los resultados de la presente tesis se proponen las siguientes líneas metodológicas relevantes como continuación del trabajo efectuado:

- desarrollo de un modelo de optimización de las variables de decisión asociadas a las dependencias entre periodos de explotación, tales como el reparto entre periodos de la energía hidráulica disponible, la programación de las revisiones y la compra y utilización de combustibles térmicos. Este modelo estaría basado en técnicas de descomposición y su especificación preliminar se ha presentado en la sección 5.3.
- desarrollo de un algoritmo de cálculo de la energía de los mínimos técnicos de los grupos no acoplados (de forma exacta o suficientemente aproximada) dentro del

proceso de despacho de los grupos en un modelo de simulación probabilista. Este permitiría una generalización del tratamiento de cualquier orden de carga bajo modelos de simulación probabilista, que hasta el momento sólo manejan uno único para cada período.

- ayuda a la planificación de la explotación a medio plazo mediante un sistema experto que efectúe de forma eficaz y correcta la elección que se debe tomar sobre el modelo que ha de utilizarse en función de las necesidades de planificación requeridas. La especificación preliminar de la estructura de este sistema experto se presenta en el apéndice E.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Anderson, D. **"Models for Determining Least Cost Investments in Electricity Supply"**. Bell Journal of Economics and Management Science. Vol. 3. pp. 267-299. 1972.
- [2] Araripe, T. de A., Cotia, C.B. and Pereira, M.V.F. **"Comparison of Stochastic and Deterministic Approaches in Hydrothermal Generation Planning"**. Typed Manuscript. 1985.
- [3] Ashan, Q. and Schenk, K.F. **"Two Area Production Cost Evaluation by the Segmentation Method"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-104. No. 8. pp. 2140-2147. January 1985.
- [4] Babb, R.A. and Jenkins, R.T. **"A Stochastic Approach to Chronological Short Term Production Costing"**. Proceedings of the PICA Conference. pp. 177-183. 1975.
- [5] Babb, R.A. **"POWRSYM. Production Costing Program. Version 52G"**. Tennessee Valley Authority. April 1983.
- [6] Baleriaux, H., Jamouille, E. et Linard de Guertechin, Fr. **"Simulation de l'exploitation d'un parc de machines thermiques de production d'électricité couplé à des stations de pompage"**. Revue E (Edition SRBE), Vol. V. No. 7. 1967. pp. 225-245.
- [7] Billinton, R. and Allan R.N. **"Reliability Assessment of Large Electric Power Systems"**. Kluwer Academic Publishers. Boston, USA. 1988.
- [8] Bloom, J.A. **"Decomposition and Probabilistic Simulation in Electric Utility Planning Models"**. Technical Report No. 154. Operations Research Center. Massachusetts Institute of Technology. August 1978.
- [9] Bloom, J.A. **"Energy Invariance Properties for Limited Energy and Storage Plants"**. Typed Manuscript. January, 1985.
- [10] Booth, R.R. **"The A-B-C of Probabilistic Simulation. A Simple Explanation of Principal Features and Uses"**. Typed manuscript. February 1971.

- [11] Booth, R.R. **"Power System Simulation Model Based on Probability Analysis"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91. No. 1. pp. 62-69. January/February 1972.
- [12] Bradley, S.P., Hax, A.C. and Magnanti, Th.L. **"Applied Mathematical Programming"**. Addison-Wesley Publishing Company. Reading, USA. 1977.
- [13] Bratley, P., Fox, B.L. and Schrage, L.E. **"A Guide to Simulation"**. Springer-Verlag. New York, USA. 1987.
- [14] Caramanis, M., Stremel, J., Fleck, W. and Daniel, S. **"Probabilistic Production Costing: An Investigation of Alternative Algorithms"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 5. No 2. pp. 75-86. April 1983.
- [15] Carpentier, J. and Merlin, A. **"Optimization Methods in Planning and Operation"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 4. No 1. pp. 11-18. January 1982.
- [16] Castillo, M. **"Hydro-Thermal Integration in Power Systems Planning"**. Ph.D. Thesis. Massachusetts Institute of Technology. December 1984.
- [17] Conejo, A.J., Ramos, A., Pérez-Arriaga, I.J. and Santamaría, A. **"Evaluation of the Impact of Solar Thermal Generation on the Reliability and Economics of an Electrical Utility System"**. IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. MELECON. pp. 167-173. Madrid, Spain. October 1985.
- [18] Conejo, A.J. **"Optimal Utilization of Electricity Storage Reservoirs: Efficient Algorithms Embedded in Probabilistic Production Costing Models"**. M.S. Thesis. Massachusetts Institute of Technology. August 1987.
- [19] Côté, G. and Laughton, M.A. **"Decomposition Techniques in Power System Planning: the Benders Partitioning Method"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 1. No 1. pp. 57-64. April 1979.
- [20] Dechamps, C. **"Optimization in Electric Power System Planning"**. Proceedings of the Arab School on Science and Technology. Power Systems Analysis and Planning. pp. 201-208. Hemisphere Publishing Corporation. Washington, USA. 1983.

- [21] Delegación del Gobierno en la Explotación del Sistema Eléctrico. Ministerio de Industria y Energía. **"Informe sobre la Explotación del Sistema Eléctrico Nacional 1986"**
- [22] Dembo, R.S. **"A Primal Truncated Newton Algorithm with Application to Large-Scale Nonlinear Network Optimization"**. Mathematical Programming Study Batch 41 Galley 1 K31. North-Holland. 1987.
- [23] Dierstein, Ph. **"Los problemas de gestión y de selección de inversiones en los sistemas hidroeléctricos"**. Manuscrito. 1988.
- [24] DIGITAL. **"Programming in VAX FORTRAN"**. DIGITAL. Maynard, USA. 1984.
- [25] Dodu, J. C. and Merlin, A. **"Recent Improvements of the MEXICO Model for Probabilistic Planning Studies"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 1. No 1. pp. 46-56. April 1979.
- [26] Dodu, J. C. and Merlin, A. **"New Probabilistic Approach Taking into Account Reliability and Operation Security in EHV Power System Planning at EDF"**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 1. No. 3. pp. 175-181. August 1986.
- [27] Endrenyi, J. **"Reliability Modeling in Electric Power Systems"**. John Wiley & Sons. New York, USA. 1978.
- [28] Energía. **"Centrales termoeléctricas (UNESA) en operación y su propiedad tras los intercambios de activos"** Energía. pp. 85-91. Marzo-abril 1986.
- [29] Fancher, R.B., Haas, S.M. and Clark, Ch.E. **"Derivatives in Probabilistic Simulations of Electric Power System Operations"**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 1. No. 1. pp. 176-184. February 1986.
- [30] Finger, S. **"Electric Power System Production Costing and Reliability Analysis Including Hydroelectric, Storage, and Time Dependent Power Plants"**. MIT Energy Laboratory Technical Report #MIT-EL-79-006. February 1979.
- [31] Finger, S. **"SYSGEN. Production Costing and Reliability Model User Documentation"**. MIT Energy Laboratory Technical Report #MIT-EL-79-020. July 1979.

- [32] Finger, S. **"ELECTRA. Time Dependent Power Generation Operation Model. User Documentation"**. MIT Energy Laboratory Technical Report #MIT-EL-79-025. August 1979
- [33] Fink, L.H. **"Operation Scheduling"**. Proceedings of the Arab School on Science and Technology. Power Systems Analysis and Planning. pp. 178-181. Hemisphere Publishing Corporation. Washington, USA. 1983.
- [34] Gill, P.E., Murray, W. and Wright, M.H. **"Practical Optimization"**. Academic Press Inc. London, UK. 1981.
- [35] Gross, G., Garapic, N.V. and McNutt, B. **"The Mixture of Normals Approximation Technique for Equivalent Load Duration Curves"**. Paper 87 WM 041-7. IEEE PES Winter Meeting. New Orleans, USA. February 1987.
- [36] Hahn, G.J. and Shapiro, S.S. **"Statistical Models in Engineering"**. John Wiley & Sons. New York, USA. 1967.
- [37] Henley, E.J. and Kumamoto, H. **"Reliability Engineering and Risk Assessment"**. Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, USA. 1981.
- [38] Hilson, D.W., Sullivan, R.L. and Wilson, A.J. **"Theory and Applications of the Power System Probabilistic Simulation Method"**. Paper A 78 530-8. IEEE PES Summer Meeting. Los Angeles, USA. July 1978.
- [39] Ibarz, F. **"Optimización a medio plazo de la explotación de un sistema eléctrico"**. Energía. pp. 53-61. Julio-agosto 1981.
- [40] IMSL. **"IMSL Library"**. International Mathematical and Statistical Libraries Inc. Houston, USA. 1983.
- [41] Instituto de Investigación Tecnológica. **"Análisis de la explotación de un sistema eléctrico con centrales solares y/o eólicas"**. Informe técnico preparado para el Centro de Estudios de la Energía. Diciembre 1984.

- [42] Instituto de Investigación Tecnológica. **"Documentación del MODEX"**. Informe técnico preparado para ENDESA. Noviembre 1985.
- [43] Instituto de Investigación Tecnológica. **"Situación del estado del arte en la planificación de redes de transporte de energía eléctrica"**. Informe técnico preparado para Red Eléctrica de España, S.A. Octubre 1986.
- [44] Instituto de la Ingeniería de España. Comité de Energía. **"La hidroelectricidad en España"**. Enero, 1986.
- [45] International Atomic Energy Agency. **"Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook"**. Technical Reports Series No. 241. Vienna, Austria. 1984.
- [46] Invernizzi, A., Manzoni, G. and Rivoiro, A. **"Probabilistic Simulation of Generating System Operation Including Seasonal Hydro Reservoirs and Pumped-storage Plants"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 10. No 1. pp. 25-35. January 1988.
- [47] Jamouille, E. **"Overview and Economics of System Planning"**. Proceedings of the Arab School on Science and Technology. Power Systems Analysis and Planning. pp. 188-194. Hemisphere Publishing Corporation. Washington, USA. 1983.
- [48] Jenkins, R.T. **"BENCHMARK: A Computer Program for Simulation of Hourly Generation. User's Manual. Version 3.0"**. Electric Power Research Institute. Palo Alto, USA. RP1808-6. March 1988.
- [49] Joy, D.S. and Jenkins, R.T. **"A Probabilistic Model for Estimating the Operating Cost of an Electric Power Generating System"**. Oak Ridge National Laboratory. ORNL-TM-3549. October 1971.
- [50] Kendall, M. and Stuart, A. **"The Advanced Theory of Statistics. Volume 1: Distribution Theory"**. Charles Griffin & Company Ltd. London, UK. 1977.
- [51] Knight, U.G. **"Power Systems Engineering and Mathematics"**. Pergamon Press. Oxford, UK. 1974.
- [52] Kuester, J.L. and Mize, J.H. **"Optimization Techniques with Fortran"**. McGraw-Hill Inc. New York, USA. 1973.

- [53] Land, A.H., Powell, S., Paulley, N.J. and Wigan, M.R. **"MPCODE: A Versatile Linear and Quadratic Mathematical Programming System"**. Transport and Road Research Laboratory. TRRL Supplementary Report 17 UC. Crowthorne, UK. 1974.
- [54] Land, A.H. and Powell, S. **"Fortran Codes for Mathematical Programming: Linear, Quadratic and Discrete"**. John Wiley & Sons. New York, USA. 1973.
- [55] Law, A.M. and Kelton, W.D. **"Simulation Modeling and Analysis"**. McGraw-Hill Inc. New York, USA. 1982.
- [56] Lee, Y.B., Outhred, H.R. and Sutanto, D. **"Improvements to Probabilistic Power System Production Costing Simulation"**. 9th Power Systems Computation Conference. PSCC. pp. 381-387. Cascais, Portugal. August 1987.
- [57] Leite da Silva, A.M., Pazo Blanco, F.A.F. and Coelho, J. **"Discrete Convolution in Generating Capacity Reliability Evaluation - LOLE Calculations and Uncertainty Aspects"**. Paper 88 WM 186-9. IEEE PES Winter Meeting. New York, USA. January 1988.
- [58] Levy, D.J. and Kahn, E.P. **"Accuracy of the Edgeworth Approximation for LOLP Calculations in Small Power Systems"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101. No. 4. pp. 986-996. April 1982.
- [59] Manhire, B. and Jenkins, R.T. **"A New Technique for Simulating the Operation of Multiple Assigned-Energy Generating Units Suitable for Use in Generation Expansion Planning Models"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-101. No. 10. pp. 3861-3869. October 1982.
- [60] Manhire, B., Jenkins, R.T., Outhred, H.R., Sutanto, D., Kaye, R.J. and Evans, F.J. **"The Cumulant Method of Power System Probabilistic Simulation: Principles, Mathematics and Limitations"**. Journal of Electrical and Electronics Engineering. Australia. Vol. 7. No. 1. pp. 70-79. March 1987.
- [61] Marsten, R.E. **"The Design of the XMP Linear Programming Library"**. ACM Transactions on Mathematical Software. Vol. 7. No. 4. pp 481-497. 1981.

- [62] Massachusetts Institute of Technology. **"Electric Generation Expansion Analysis System. Volume 1: Solution Techniques, Computing Methods, and Results. Volume 2: Details of Solution Techniques, Data of Test Systems, and Glossary of Terms"**. Electric Power Research Institute. EPRI EL-2561. Palo Alto, USA. August 1982.
- [63] Mazumdar, M. **"A Comparison of Algorithms for Computing Power Generating System Reliability Indices"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-103. No. 1. pp. 92-99. January 1984.
- [64] Mazumdar, M. and Wang, Y.P. **"On the Application of Esscher's Approximation to Computation of Generating System Reliability and Production Costing Indexes"**. Paper 85 WM 057-5. IEEE PES Winter Meeting. New York, USA. February 1985.
- [65] Murtagh, B.A. and Saunders, M.A. **"MINOS 5.0 User's Guide"**. Systems Optimization Laboratory. Department of Operations Research. Stanford University. Technical Report SOL 83-20. December 1983.
- [66] Noferi, P.L., Paris, L. and Salvaderi, L. **"Montecarlo Methods for Power System Reliability Evaluations in Transmission and Generation Planning"**. Proceedings 1975 Annual Reliability and Maintainability Symposium.
- [67] North American Electric Reliability Council Generating Availability Data System. **"Equipment Availability Report 1983"**.
- [68] Oliveira, G.C., Pereira, M.V.F. and Cunha, S.H.F. **"A Technique for Reducing Computational Effort in Monte-Carlo Based Composite Reliability Evaluation"**. IEEE/PES 1989 Winter Meeting 89 WM 174-4 PWRS. New York. January, 1989.
- [69] Pacific Gas and Electric Company. **"The Mixture of Normals Approximation of Equivalent Load Duration Curves"**. Electric Power Research Institute. EPRI EA/EL-4266. Palo Alto, USA. October, 1985.
- [70] Power Technologies Inc. **"Transmission System Reliability Methods. Vol. 1: Mathematical Models, Computing Methods, and Results. Vol. 2: Computer Program Documentation"**. Electric Power Research Institute. EPRI EL-2526. Palo Alto, USA. July, 1982.

- [71] Prince, B.E. and Turnage, J.C. **"Use of Incremental Energy Costs and Loading Order Rules in the ORSIM Procedure for Midrange Optimization of Electric Utility Operations"**. Oak Ridge National Laboratory, ORNL-TM-4507. October 1975.
- [72] Pritsker, A.A.B. **"Introduction to Simulation and SLAM II"**. Systems Publishing Corporation. West Lafayette, USA. 1984.
- [73] Puntel, W.R., Merrill, H.M., Sager, M.A. and Wood, A.J. **"Power System Planning Techniques Course"**. Power Technologies Inc. Schenectady, USA. October, 1984.
- [74] Ramos, A. **"Tratamiento de mínimos técnicos en EGÉAS"**. Informe técnico preparado para ENDESA. Marzo 1987.
- [75] Ramos, A. **"Documentación del módulo de simulación probabilista del MODEX"**. Informe técnico preparado para ENDESA. Junio 1987.
- [76] Ramos, A. **"Introducción de características de la red en modelos de explotación"**. Informe técnico preparado para ENDESA. Julio 1987.
- [77] Ramos, A., Pérez-Arriaga I.J., Bogas, J. **"A Nonlinear Programming Approach to Optimal Static Generation Expansion Planning"**. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 4. No. 3. pp. 1140-1146. August 1989.
- [78] Rao, S.S. **"Optimization. Theory and Applications"**. Wiley Eastern Limited. New Delhi, India. 1979.
- [79] Rau, N.S., Toy, P. and Schenk, K.F. **"Expected Energy Production Costs by the Method of Moments"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-99. No. 5. pp. 1908-1917. September/October 1980.
- [80] Ríos, S. **"Métodos Estadísticos"**. Ediciones del Castillo. Madrid. 1974.
- [81] Sager, M.A., Ringlee, R.J. and Wood, A.J. **"A New Generation Production Cost Program to Recognize Forced Outages"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91. No. 5. pp. 2114-2124. September/October 1972.

- [82] Schenck, K.F., Ahsan, Q. and Vassos, S. **"Production Costs Evaluation of two Interconnected Electric Power Systems by the Segmentation Method"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 8. No 3. pp. 168-175. July 1986.
- [83] Shapiro, J.F. **"Mathematical Programming: Structures and Algorithms"**. John Wiley & Sons. New York, USA. 1979.
- [84] Smith, R.A., Shultz, R.D. and Sweet, T.M. **"Cumulant Method Equivalent Load Curve Calculation Performance for Small Generation Systems"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-102. No. 5. pp. 1302-1307. May 1983.
- [85] Stremel, J.P., Jenkins, R.T., Babb, R.A. and Bayless, W.D. **"Production Costing Using the Cumulant Method of Representing the Equivalent Load Curve"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-99. No. 5. pp. 1947-1956. September/October 1980.
- [86] Stremel, J.P. **"Sensitivity Study of the Cumulant Method of Calculating Generation System Reliability"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-100. No. 2. pp. 771-778. February 1981.
- [87] Turnage, J.C., Prince, B.E., Joy, D.S. and Bennett, L.L. **"The Oak Ridge National System Integration Model (ORSIM) for Optimization of Utility Generation Planning"**. Oak Ridge National Laboratory. ORNL-TM-4506. October 1975.
- [88] UNESA. **"Memoria Estadística Eléctrica" 1986.**
- [89] University of Pittsburgh. **"Comparison of Algorithms for Computing Generating-System Reliability Indexes"**. Electric Power Research Institute. EPRI EL-2874. Palo Alto, USA. February 1983.
- [90] University of Pittsburgh. **"Large-Deviation Approximation to Computation of Generating-System Reliability and Production Costs"**. Electric Power Research Institute. EPRI EL-4567. Palo Alto, USA. May 1986.
- [91] Vardi, J. Zahavi, J., and Avi-Itzhak, B. **"The Combined Load Duration Curve and its Derivation"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-96. No. 3. pp. 978-983. May/June 1977.

- [92] Vardi, J. and Avi-Itzhak, B. **"Electric Energy Generation. Economics, Reliability, and Rates"**. The MIT Press. Cambridge, USA. 1981.
- [93] Wagner, H.M. **"Principles of Operations Research with Applications to Managerial Decisions"**. Prentice-Hall Inc. Englewood Cliffs, USA. 1975.
- [94] Wang, L. **"Approximate Confidence Bounds on Monte Carlo Simulation Results for Energy Production"**. Paper 88 WM 215-6. IEEE PES Winter Meeting. New York, USA. January 1988.
- [95] Wang, L., Endrenyi, J. and Wilson, L.D. **"The Application of Monte Carlo Simulation in Power System Reliability Evaluation"**. Electric Power Research Institute. EPRI WS-77-60. Palo Alto, USA. October 1978.
- [96] Wirth, N. **"Algoritmos + estructuras de datos = programas"**. Ediciones del Castillo. Madrid. 1982.
- [97] Wood, A.J. and Wollenberg, B.F. **"Power Generation, Operation, and Control"**. John Wiley & Sons. New York, USA. 1984.
- [98] Yamayee, Z.A. and Hakimmashhadi, H. **"Production Simulation for Power System Studies"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-104. No. 12. pp. 3376-3381. December 1985.
- [99] Yin, C.K. and Mazumdar, M. **"Reliability Computations for Interconnected Generating Systems via Large Deviation Approximation"**. Paper 88 WM 218-0. IEEE PES Winter Meeting. New York, USA. January 1988.
- [100] Zabalza, R. y Lorente, R. **"Modelo SIMON para la simulación de la explotación del sistema eléctrico nacional. Modelo de simulación de un sistema hidroeléctrico y térmico"**. I Seminario de Planificación Energética. Madrid. Diciembre 1982.
- [101] Zahavi, J., Vardi, J. and Avi-Itzhak, B. **"Operating Cost Calculation of an Electric Power Generating System under Incremental Loading Procedure"**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-96. No. 1. pp. 285-292. January/february 1977.

- [102] Zahavi, J. **"Probabilistic Simulation Incorporating Single and Multiple Hydroelectric Units with Stochastic Energy Availabilities"**. Electrical Power and Energy Systems. Vol 7. No 4. pp. 229-232. October 1985.

APENDICE A

A. OPTIMIZACION DETERMINISTA

El modelo de explotación de optimización determinista utilizado a lo largo de la presente tesis es un modelo de minimización de una función objetivo lineal sujeto a restricciones lineales, es decir, de programación lineal.

A.1 Función objetivo

La función objetivo lineal es la suma para cada equipo de:

- el coste de combustible
- el coste de acoplamiento
- el coste de parada en fin de semana

y además penalizaciones por:

- defecto y exceso de potencia
- defecto de reserva rodante

A.2 Restricciones

Las restricciones definidas en este modelo permiten que los resultados de la explotación se puedan considerar realistas. Estas restricciones aparecen asociadas a:

- parque térmico
- equipo hidroeléctrico convencional
- equipo de bombeo estacional
- reservas hidráulicas
- equipo de bombeo puro
- defecto de reserva rodante
- defecto y exceso de potencia

A.2.1 Restricciones del parque térmico

Para cada uno de los períodos en que se divide el año y para cada equipo se consideran las siguientes restricciones relacionadas con el parque térmico:

- potencia acoplada en laborable \leq potencia disponible

- potencia acoplada en laborable \geq potencia acoplada en festivo
- potencia acoplada en laborable \geq potencia producida en punta laborable
- potencia acoplada en festivo \geq potencia producida en punta festivo
- potencia producida en punta laborable \geq potencia producida en llano laborable
- potencia producida en punta festivo \geq potencia producida en llano festivo
- potencia producida en llano laborable \geq potencia producida en valle laborable
- potencia producida en llano festivo \geq potencia producida en valle festivo
- potencia producida en valle laborable \geq mínimo técnico de la potencia acoplada en laborable
- potencia producida en valle festivo \geq mínimo técnico de la potencia acoplada en festivo

A.2.2 Restricciones del equipo hidroeléctrico convencional

En primer lugar, se consideran las restricciones asociadas a la potencia máxima hidráulica en cada período en función de las reservas y potencia disponible hidráulica, considerando casos particulares para el primer y último período.

A continuación para todos los períodos se plantean las restricciones de potencia hidroeléctrica producida:

- potencia hidráulica máxima - potencia producida en punta - potencia turbinada en punta por el equipo de bombeo estacional ≥ 0
- potencia hidráulica producida en punta \geq potencia hidráulica producida en llano
- potencia hidráulica producida en llano \geq potencia hidráulica producida en valle
- potencia hidráulica producida en valle \geq potencia hidráulica mínima

Por último, se especifica la restricción de energía producible en todos los periodos mayor que la energía producida en todos los bloques.

A.2.3 Restricciones del equipo de bombeo estacional

Bajo este epígrafe se consideran las limitaciones de potencia y de energía almacenada por el bombeo estacional:

- potencia bombeada \leq potencia disponible para bombeo estacional
- energía almacenada mediante el bombeo estacional + energía bombeada \cdot rendimiento del ciclo bombeo/turbinación - energía turbinada ≥ 0

A.2.4 Restricciones de reservas hidráulicas

Las limitaciones impuestas a las reservas hidráulicas son energéticas:

- reserva en el periodo - reserva en el periodo anterior - energía almacenada por el bombeo estacional + energía hidráulica producida en el periodo \leq aportaciones del periodo.

con casos particulares para los periodos primero y último, y de cotas máximas y mínimas para todos los periodos:

- reserva en el periodo \leq reserva máxima
- reserva en el periodo \geq reserva mínima

A.2.5 Restricciones del equipo de bombeo puro

En primer lugar las restricciones en potencia:

- potencia bombeada \leq potencia disponible de bombeo
- potencia turbinada \leq potencia disponible de bombeo

A continuación, las restricciones de almacenamiento en festivo (en el supuesto de que el vaso superior está vacío al comienzo del festivo y las horas valle y llano de festivo se distribuyen simétricamente alrededor de la punta de festivo):

- energía almacenada por bombeo puro en fin de semana . rendimiento del ciclo bombeo/turbinación - energía turbinada en punta \leq energía almacenable en el vaso superior

Y por último se plantea el balance entre energía bombeada y turbinada:

- energía almacenada por bombeo durante la semana . rendimiento del ciclo bombeo/turbinación - energía turbinada en la semana = 0

A.2.6 Restricción de defecto de reserva rodante

La definición de la reserva rodante se expresa mediante a siguiente ecuación:

- potencia acoplada de los equipos térmicos + potencia extrema hidráulica - potencia producida por los equipos térmicos en punta - potencia producida por el equipo hidráulico en punta - potencia turbinada por el equipo de bombeo estacional en punta - reserva rodante en punta = 0

y la restricción asociada:

- reserva rodante + defecto de reserva rodante \geq valor consigna de reserva rodante

A.2.7 Restricciones de defecto y exceso de potencia

Las restricciones de defecto y exceso de potencia contabilizan ambas magnitudes a partir de las producciones y demandas de los equipos:

- potencia producida por todos los equipos térmicos - potencia producida para bombeo puro y estacional + defecto de potencia - exceso de potencia = potencia demandada por el mercado
- exceso en valle \leq exceso máximo admisible en valle

APENDICE B

B SIMULACION PROBABILISTAB.1 Introducción

La motivación principal de la sofisticada técnica de simulación probabilista es su rapidez de cálculo. Permite considerar recurrente y exhaustivamente todos los fallos posibles de los grupos de generación sin necesidad de acudir a una enumeración de los mismos.

Dos factores aleatorios afectan de manera fundamental los costes de explotación de un sistema eléctrico. Son la incertidumbre en la demanda y la indisponibilidad aleatoria de la generación.

B.2 Demanda eléctrica

La demanda eléctrica es modelada como una variable aleatoria mediante la curva duración-carga. Esta curva es la complementaria de la función de distribución. Expresa la probabilidad de que la demanda esperada en un periodo dado supere o iguale un determinado valor. El área total bajo esta curva multiplicada por el periodo de tiempo implicado representa la energía demandada.

La obtención de esta curva se ha de efectuar mediante procedimientos de predicción de la demanda. Sin embargo, usualmente se emplean métodos más burdos para su cálculo. El más simple consiste en obtenerla a partir de una curva horaria conocida reordenando los valores de demanda de mayor a menor e invirtiendo los ejes. Una vez conocida su forma se le aplican factores de crecimiento para tener en cuenta el incremento en el consumo de energía.

B.3 Grupos térmicos

La potencia disponible en un periodo determinado de cada unidad de generación es también una variable aleatoria. La unidad se suele dividir en bloques de potencia o puntos de válvula para representar adecuadamente los diferentes niveles de potencia en fallo y los distintos costes variables. La potencia disponible de un grupo se puede expresar como una variable aleatoria multinomial:

$$P_{i,d} = P_{i,n}$$

con probabilidad p_i

(B.1)

$$P_{i,d} = P_{i,n} - \sum_{k=j}^{nb} P_{i,k} \quad \text{con probabilidad } q_{i,j}$$

donde

$P_{i,d}$	potencia disponible del grupo i.
$P_{i,n}$	potencia nominal del grupo i.
$P_{i,k}$	potencia del bloque k del grupo i.
nb	número de bloques de los grupos.
p_i	probabilidad de que el grupo i esté totalmente disponible.
$q_{i,j}$	probabilidad de estar parcialmente fallado el grupo i a partir del bloque j, incluyendo éste.

Se cumple que la suma de las probabilidades de los diferentes estados en que puede hallarse el grupo ha de ser la unidad:

$$p_i + \sum_{j=1}^{nb} q_{i,j} = 1 \quad (B.2)$$

También la suma de los bloques ha de ser la potencia nominal del grupo:

$$\sum_{k=1}^{nb} P_{i,k} = P_{i,n} \quad (B.3)$$

Para minimizar el coste de explotación del sistema eléctrico los grupos térmicos se despachan por orden económico. Esto es, comenzando por los grupos con costes variables ponderados (considerando la potencia y coste variable de cada bloque) inferiores.

Para determinar la generación esperada de cualquier unidad del sistema deben considerarse la distribución de probabilidad de la demanda y la de indisponibilidad de los grupos. Una forma conveniente de considerar ambas es suponer que las unidades al fallar imponen una demanda adicional sobre los grupos todavía no despachados. Se define la variable aleatoria demanda equivalente para un grupo determinado como la suma de la demanda debida al consumo más la causada por fallos de grupos despachados previamente. Es, por lo tanto, la suma de dos variables aleatorias:

$$D_E = D_C + D_F \quad (B.4)$$

siendo

D_E	demanda equivalente.
D_C	demanda del consumo.
D_F	demanda asociada a fallos de los grupos ya despachados.

La complementaria de la función de distribución de esta variable recibe el nombre de curva duración-carga equivalente y representa la probabilidad de que la demanda equivalente supere o iguale un determinado valor. Permite obtener la energía esperada generada por cada unidad, la energía no suministrada esperada o la probabilidad de pérdida de carga. La curva duración-carga se determina mediante la convolución de las dos variables aleatorias, en el supuesto razonable de mutua independencia.

El procedimiento denominado simulación probabilista, original de Baleriaux [5], que permite sistemáticamente despachar las unidades, obtener la energía esperada producida por cada una y convolucionar sus fallos para determinar la demanda equivalente para el siguiente grupo, se puede formular genéricamente de la siguiente manera. La variable aleatoria demanda equivalente para la unidad $i+1$ será:

$$D_{Ei+1} = D_C + \sum_{l=1}^1 D_{Fl} \quad (B.5)$$

donde

D_{Ei+1}	demanda equivalente para el grupo $i+1$.
D_{Fl}	demanda debida a la indisponibilidad del grupo l .

También se puede obtener a partir de la demanda equivalente de la unidad i y de la demanda por indisponibilidad de la misma unidad i :

$$D_{Ei+1} = D_{Ei} + D_{Fi} \quad (B.6)$$

La curva duración-carga equivalente para la unidad $i+1$ se calcula por aplicación de la ecuación de convolución de los fallos de la unidad i sobre la curva duración-carga equivalente para la unidad i :

$$G_{i+1}(x) = p_i G_i(x) + \sum_{j=1}^{nb} q_{i,j} G_i(x - \sum_{k=j}^{nb} P_{i,k}) \quad (B.7)$$

para las unidades $i=1, \dots, N$

siendo

$G_0(x)$ curva duración-carga inicial para la demanda del consumo.

$G_i(x)$ curva duración-carga equivalente para la unidad i .

x valor de la abscisa (potencia) de la curva duración-carga.

La energía esperada producida por la unidad i se determina como el área bajo su zona de carga en la curva duración-carga equivalente, de la siguiente manera:

$$E_i = T p_i \int_{u_{i-1}}^{u_i} G_i(x) dx \quad (B.8)$$

$$u_0 = 0$$

$$u_i = u_{i-1} + P_{i,n}$$

para las unidades $i=1, \dots, N$

donde

E_i energía esperada producida por la unidad i .

T período de tiempo.

u_{i-1} punto de carga para la unidad i .

Alternativamente, la energía esperada producida por la unidad i puede calcularse como diferencia entre dos valores de energía no suministrada esperada, antes y después de realizar el despacho de dicha unidad, mediante la siguiente expresión:

$$E_i = T \left[\int_{u_{i-1}}^{\infty} G_i(x) dx - \int_{u_i}^{\infty} G_{i+1}(x) dx \right] \quad (B.9)$$

Una representación más aproximada del funcionamiento del sistema puede lograrse dividiendo el despacho de la unidades de generación en bloques de potencia. Este tratamiento permite contemplar situaciones con reducción de potencia en las unidades de base para evitar

desacoplar otras con mayores costes variables, que de otra manera no sería posible. En simulación probabilista con múltiples bloques por unidad, el primer bloque de una unidad cualquiera encontrado en el orden de carga se trata como si fuera un grupo separado. Sin embargo, cuando se alcanza en el orden de carga el segundo bloque de la misma unidad, el efecto del fallo del primero debe ser eliminado de la curva duración-carga equivalente. Este proceso se denomina deconvolución. Realizable de forma inversa a la expresión (B.7), consistente en determinar $G_i(x)$ a partir de $G_{i+1}(x)$. A continuación se calcula la energía producida por el segundo bloque, ya descontados los efectos del fallo del primero, y se convolucionan los dos primeros bloques. De la misma manera se obtienen las energías para los sucesivos bloques de la unidad. Por último, se convoluciona la unidad al completo con las potencias combinadas de los diferentes bloques con sus probabilidades de fallo, expresión (B.7). Este proceso se puede ver con más detalle en IIT [38].

Por otra parte, existen ciertas restricciones que alteran el orden estrictamente económico de despacho de las unidades térmicas. Entre ellas cabe citar la de mínimos técnicos, ver la sección 4.3 de la presente tesis, y la de reserva rodante, ver referencia IIT [38].

B.4 Grupos de energía limitada

Una unidad de energía limitada es aquella cuya producción total está restringida. Típicamente las plantas de energía limitada son centrales hidroeléctricas con embalse de regulación, centrales de almacenamiento en su funcionamiento como generador o centrales térmicas con restricciones de consumo de combustible o de emisiones contaminantes.

Si una central de energía limitada es despachada en su posición dentro del orden económico, su energía generada puede ser mayor o menor que su valor de energía disponible. Si sucede esto, la unidad ha de desplazarse en el orden económico de manera que su energía producida coincida con la disponible cuando se despacha la unidad a plena potencia. Se puede demostrar matemáticamente que esta manera de cargar la unidad es la económicamente óptima, ver IIT [38].

De acuerdo con lo anterior la posición óptima de despacho de una unidad de energía limitada será, en general, 'dentro' de un grupo térmico, dividiéndolo. Haciendo uso de las propiedades invariantes del despacho de grupos, ver Bloom [8], la energía producida por ambas unidades, la de energía limitada y la térmica en que va incluida, es la misma independientemente del orden en que se despachen. Esto es, la suma de la energía producida por ambas es la misma se cargue una primero y la otra a continuación o viceversa, o bien se despachen una incluida en la otra.

Por lo tanto, desde el punto de vista de cálculo se necesita saber únicamente a qué unidad térmica divide la planta de energía limitada. La unidad térmica afectada será aquella tal que la planta de energía limitada produce más de su energía disponible si se despacha antes que la térmica y menos si se carga después de la misma.

Según la propiedad invariante del despacho, la energía conjunta se puede obtener cargando sucesivamente la térmica y la de energía limitada. A continuación, la energía producida por la planta de energía limitada se hace igual a la especificada y la generada por la térmica será la diferencia hasta alcanzar el valor de energía suma de ambas.

Si existen varias centrales hidráulicas éstas se ordenan por valor decreciente de horas de utilización, es decir, el cociente entre su energía disponible y su potencia nominal. De esta manera, si la primera no puede despacharse tampoco las demás. Sin embargo, si la primera puede cargarse se intenta también despachar las siguientes plantas de energía limitada. Se puede dar la situación de una o varias unidades térmicas interrumpidas por una o varias unidades de energía limitada. Aparece en esta situación toda una casuística compleja a considerar, ver Manhire [56].

B.5 Grupos de almacenamiento

Un grupo de almacenamiento es aquél que almacena la energía producida en ciertos momentos por unidades con costes variables bajos y la descarga en otros momentos para sustituir plantas de costes variables elevados. La ventaja de efectuar este proceso es obvia, la penalización viene del rendimiento de la central en el proceso de bombeo y turbinación posterior de la energía.

En las centrales de almacenamiento se ha de distinguir claramente las dos formas posibles de funcionamiento. Cuando el grupo está generando la energía previamente almacenada se comporta como una unidad de energía limitada, siendo el límite especificado la energía bombeada ajustada por el rendimiento del ciclo bombeo/turbinación. El modelado de esta forma de funcionamiento de estas centrales se ha contemplado ya en el apartado anterior del apéndice.

Cuando la central está almacenando energía, se comporta como un consumo adicional sobre las centrales térmicas de base. Esta demanda tiene características particulares importantes. A diferencia de la demanda del consumo no tiene que ser necesariamente satisfecha. Por otra parte, la demanda la imponen exclusivamente sobre las centrales base que

no funcionan a plena potencia durante todo el tiempo. Por esta razón, será necesario determinar una curva duración-carga que incluya la demanda adicional de los grupos de almacenamiento sobre las unidades térmicas. La curva duración-carga equivalente para la unidad i incluyendo la demanda del grupo de almacenamiento j se obtiene mediante la convolución del grupo de almacenamiento j de la siguiente manera:

$$G_{i,b}(x) = q_b^a G_{i,b-1}(x) + p_b^a G_{i,b-1}(x - P_b^a) \quad (B.10)$$

donde

$G_{i,0}(x)$	curva duración-carga equivalente para la unidad térmica i . Es igual a $G_i(x)$.
$G_{i,b}$	curva duración-carga equivalente para la unidad i incluyendo la demanda debida a las b primeras unidades de almacenamiento.
P_b^a	potencia de la central de almacenamiento b en funcionamiento como bomba.
p_b^a	disponibilidad de la central de almacenamiento b funcionando como bomba.
q_b^a	probabilidad de fallo de la central de almacenamiento b funcionando como bomba.

La energía esperada generada por la unidad i para la unidad de almacenamiento b será:

$$E_{i,b} = T p_b^a p_i \int_{u_{i-1}}^{u_i} [G_{i,b}(x) - G_{i,b-1}(x)] dx \quad (B.11)$$

o bien,

$$E_{i,b} = T p_b^a \left[\int_{u_{i-1}}^{\infty} G_{i,b}(x) dx - \int_{u_{i-1}}^{\infty} G_{i,b-1}(x) dx \right. \\ \left. - \int_{u_i}^{\infty} G_{i,b}(x) dx + \int_{u_i}^{\infty} G_{i,b-1}(x) dx \right] \quad (B.12)$$

El despacho óptimo de este tipo de centrales incluye la determinación de la energía a almacenar, que depende de los costes a que se realiza el bombeo y los costes de la energía sustituible. Recientemente se han desarrollado algoritmos para determinar de manera eficiente y precisa la utilización óptima de los embalses de almacenamiento, ver Conejo [17].

B.6 Probabilidad de pérdida de carga y energía no suministrada esperada

La probabilidad de pérdida de carga (loss of load probability, LOLP) es la probabilidad de no satisfacer la demanda, es decir, la carga equivalente supere la potencia total instalada en el sistema. Se calcula como el valor sobre la curva duración-carga equivalente una vez convolucionadas todas las centrales para el punto de potencia total instalada, de la siguiente manera:

$$\text{LOLP} = G_{N+1}(u_N) \quad (\text{B.13})$$

donde

N	número total de grupos del sistema.
G_{N+1}	curva duración-carga equivalente después de convolucionar la última unidad N del sistema.
u_N	potencia total instalada en el sistema.

El valor esperado de energía no suministrada (EENS) es el valor total de energía no servida por el sistema. Se calcula como la energía bajo la curva duración-carga equivalente a partir del punto de potencia instalada del sistema de la siguiente forma:

$$\text{EENS} = T \int_{u_N}^{\infty} G_{N+1}(x) dx \quad (\text{B.14})$$

Existen técnicas específicas para el cálculo de índices de la fiabilidad del sistema eléctrico en modelos de simulación probabilista, ver referencias Endrenyi [24], Caramanis [13] y University of Pittsburgh [83].

APENDICE C

C. METODO DE LOS CUMULANTES

C.1 Expansión en serie de Gram-Charlier

Ha habido recientemente gran interés en aproximaciones innovadoras para evaluar los costes de explotación mediante simulación probabilista. Particularmente la técnica denominada método de los cumulantes ha resultado especialmente apropiada para el cálculo de medidas de fiabilidad y costes de explotación. El método se basa en la representación analítica de la curva duración-carga equivalente usando la expansión en serie de Gram-Charlier tipo A o la de Edgeworth. Este método obtiene ventaja de la propiedad siguiente: los cumulantes de una suma de variables aleatorias independientes son iguales a la suma de los cumulantes de cada variable. De manera que la convolución de los fallos aleatorios de los grupos se puede realizar muy eficientemente, ya que se convierte en una mera adición de cumulantes. Lo mismo sucede con la deconvolución.

Aunque es muy eficiente adolece el método de las imprecisiones inherentes a las expansiones en serie de este tipo, ver sección 4.2.3 de la presente tesis.

Una característica del método es su no asintoticidad, es decir, el aumento en el número de términos de la expansión no mejora necesariamente la precisión

La curva duración-carga equivalente normalizada puede ser aproximada analíticamente mediante las expansiones en serie de Gram-Charlier tipo A o de Edgeworth, ver Kendall [46]. Estas series ortogonales tienen como elementos básicos la función de distribución de la normal $N(0,1)$ y sus derivadas, relacionadas por los polinomios de Chevyshev-Hermite. Los cumulantes son coeficientes que ponderan estas derivadas dentro de la serie.

La derivada r -sima de la función de densidad de la normal se obtiene como:

$$D^r \phi(t) = (-1)^r H_r(t) \phi(t) \quad (C.1)$$

donde

D^r derivada de orden r .

$\phi(t)$	función de densidad de la normal $N(0,1)$.
$H_r(t)$	polinomio de Chevyshev-Hermite de grado r .

Los seis primeros polinomios de Chevyshev-Hermite son:

$$\begin{aligned}
 H_0(t) &= 1 \\
 H_1(t) &= t \\
 H_2(t) &= t^2 - 1 \\
 H_3(t) &= t^3 - 3t \\
 H_4(t) &= t^4 - 6t^2 + 3 \\
 H_5(t) &= t^5 - 10t^3 + 15t \\
 H_6(t) &= t^6 - 15t^4 + 45t^2 - 15
 \end{aligned} \tag{C.2}$$

y existe la siguiente relación recurrente entre ellos:

$$H_{r+1}(t) = t H_r(t) - r H_{r-1}(t) \quad \text{para } r=1, \dots, \infty \tag{C.3}$$

El desarrollo de la serie de Gram-Charlier comienza por la expansión de la función de densidad $\phi(t)$ de la variable aleatoria genérica T en función de la función de densidad de la normal $\phi(t)$ y de sus derivadas. De manera que:

$$\phi(t) = \sum_{j=0}^{\infty} d_j H_j(t) \phi(t) \tag{C.4}$$

Para calcular los coeficientes d_j se multiplican ambos lados de la ecuación por $H_r(t)$ y se integra en el rango de $-\infty < t < \infty$ obteniéndose:

$$\int_{-\infty}^{\infty} H_r(t) \phi(t) dt = \int_{-\infty}^{\infty} H_r(t) \left[\sum_{j=0}^{\infty} d_j H_j(t) \phi(t) \right] dt \tag{C.5}$$

La relación de ortogonalidad de los polinomios de Chevyshev-Hermite implica que:

$$\begin{aligned}
 \int_{-\infty}^{\infty} H_m(t) H_n(t) \phi(t) dt &= 0 & \text{para } m \neq n \\
 \int_{-\infty}^{\infty} H_m(t) H_n(t) \phi(t) dt &= n! & \text{para } m=n
 \end{aligned} \tag{C.6}$$

Esta relación sustituida en la ecuación anterior da lugar a:

$$d_r = (r!)^{-1} \int_{-\infty}^{\infty} H_r(t) \phi(t) dt \quad (C.7)$$

Entre las ecuaciones (C.2) y (C.7) se determinan los coeficientes d_r . Se muestran a continuación los primeros coeficientes:

$$\begin{aligned} d_0 &= 1 \\ d_1 &= m_1 \\ d_2 &= (m_2 - 1)/2! \\ d_3 &= (m_3 - 3m_1)/3! \\ d_4 &= (m_4 - 6m_2 + 3)/4! \\ d_5 &= (m_5 - 10m_3 + 15m_1)/5! \\ d_6 &= (m_6 - 15m_4 + 45m_2 - 15)/6! \end{aligned} \quad (C.8)$$

siendo

$$m_r = \int_{-\infty}^{\infty} t^r \phi(t) dt \quad \text{momento de orden } r \text{ con respecto al origen.}$$

Por otra parte, existe una relación entre los cumulantes de una variable aleatoria C_r y sus momentos m_r :

$$\begin{aligned} C_1 &= m_1 \\ C_2 &= m_2 - m_1^2 \\ C_3 &= m_3 - 3 m_2 m_1 + 2 m_1^3 \\ C_4 &= m_4 - 4 m_3 m_1 - 3 m_2^2 + 12 m_2 m_1^2 - 6 m_1^4 \\ C_5 &= m_5 - 5 m_4 m_1 - 10 m_3 m_2 + 20 m_3 m_1^2 + 30 m_2^2 m_1 - 60 m_2 m_1^3 + 24 m_1^5 \\ C_6 &= m_6 - 6 m_5 m_1 - 15 m_4 m_2 + 30 m_4 m_1^2 - 10 m_3^2 + 120 m_3 m_2 m_1 - 120 m_3 m_1^3 \\ &\quad + 30 m_2^3 - 270 m_2^2 m_1^2 + 360 m_2 m_1^4 - 120 m_1^6 \end{aligned} \quad (C.9)$$

El siguiente paso en el desarrollo de la serie es introducir la variable aleatoria normalizada S con media 0 y varianza 1, obtenida a partir de T mediante la expresión:

$$S = \frac{T - C_1}{\sqrt{C_2}} \quad (C.10)$$

Los cumulantes K_r de la variable normalizada S se pueden obtener a partir de los cumulantes C_r de la variable T mediante:

$$K_r = \frac{C_r}{C_2^{r/2}} \quad (C.11)$$

Para la variable normalizada S los primeros coeficientes de la función de densidad en la expansión de Gram-Charlier resultan ser:

$$\begin{aligned} d_0 &= 1 \\ d_1 &= 0 \\ d_2 &= 0 \\ d_3 &= K_3/3! \\ d_4 &= K_4/4! \\ d_5 &= K_5/5! \\ d_6 &= (K_6 + 10K_3^2)/6! \end{aligned} \quad (C.12)$$

La expansión en serie de Gram-Charlier de la función de densidad $g(t)$ de la variable aleatoria normalizada S presenta el siguiente aspecto:

$$g(t) = \phi(t) \left[1 + \frac{K_3 H_3(t)}{3!} + \frac{K_4 H_4(t)}{4!} + \frac{K_5 H_5(t)}{5!} + \frac{(K_6 + 10K_3^2) H_6(t)}{6!} + \dots \right] \quad (C.13)$$

La función complementaria de la función de distribución de S será:

$$G(x) = 1 - \int_{-\infty}^x g(t) dt = 1 - \Phi(x) + \phi(x) \left[\frac{K_3 H_2(x)}{3!} + \frac{K_4 H_3(x)}{4!} + \frac{K_5 H_4(x)}{5!} + \frac{(K_6 + 10K_3^2) H_5(x)}{6!} + \dots \right] \quad (C.14)$$

donde $\Phi(x)$ es la función de distribución de la normal $N(0,1)$, $\phi(x)$ es su función de densidad, K_r es el cumulante de orden r de la variable aleatoria S y $H_r(x)$ es el polinomio de Chevyshev-Hermite de orden r .

Con la expresión (C.14) se pueden calcular los valores de probabilidad en la curva duración-carga equivalente para un valor dado de la variable aleatoria normalizada S . Este punto se obtiene a partir del valor de demanda de la variable T mediante la expresión (C.10).

Además en simulación probabilista es necesario el cálculo de energía esperada producida por cada grupo. Esto implica la determinación de áreas bajo la curva duración-carga equivalente entre los puntos de carga del grupo o la obtención de energías no suministradas esperadas antes y después de despachar el grupo. En ambos casos hay que calcular la integral de la curva duración-carga equivalente entre un punto dado x e ∞ . Esta integral, deducible fácilmente, se determina con la siguiente expresión:

$$EENS(x) = T \int_x^{\infty} G(x) dx = \quad (C.15)$$

$$T \left\{ -x [1 - \Phi(x)] + \phi(x) + \phi(x) \left[\frac{K_3 H_1(x)}{3!} + \frac{K_4 H_2(x)}{4!} + \frac{K_5 H_3(x)}{5!} + \frac{(K_6 + 10K_3^2) H_4(x)}{6!} + \dots \right] \right\}$$

El área para la variable no normalizada T se obtendrá multiplicando la calculada para la variable S por el valor de la raíz cuadrada de su cumulante $2\sqrt{C_2}$.

C.2 Cálculo de los cumulantes de la demanda y de la indisponibilidad de los grupos

Utilizando el método de los cumulantes en simulación probabilista, la convolución de las variables aleatorias demanda e indisponibilidad de los grupos es la suma de los cumulantes de ambas variables aleatorias. El cálculo de los cumulantes se efectúa, una vez conocidos los momentos, mediante la expresión (C.9) que los relaciona.

Los momentos de la variable aleatoria demanda se pueden calcular a partir de la curva duración-carga expresada por puntos mediante la expresión (C.16), fácilmente deducible a la vista de la figura C.1:

$$m_r = \frac{\text{incre}^r}{(r+1)!} \sum_{p=1}^{np} [p^{r+1} - (p-1)^{r+1}] [Y(p-1) - Y(p)] \quad (C.16)$$

donde

m_r	momento de orden r con respecto al origen.
incre	incremento en el eje de abscisas (demanda) entre dos puntos consecutivos cualesquiera de probabilidad.
p	índice de los puntos que definen la curva duración-carga.
np	número total de puntos de la curva duración-carga.
$Y(p)$	valor de probabilidad para el punto p .

También se pueden determinar a partir de curvas horarias de consumo mediante la expresión (C.17):

$$m_r = \frac{1}{nh} \sum_{h=1}^{nh} D_h^r \quad (C.17)$$

donde

h	índice de la hora del período.
m_r	momento de orden r con respecto al origen.
nh	número total de horas
D_h	demanda en la hora h .

Para la variable aleatoria indisponibilidad de los grupos los momentos se calculan en función de la probabilidad de fallo de cada bloque en que se divida el grupo y de la potencia fallada. Por ejemplo, los momentos utilizados para la convolución del grupo al completo considerando todos los fallos que pueden producirse serán:

$$m_{i,r} = \sum_{j=1}^{nb} q_{i,j} \left[\sum_{k=j}^{nb} (P_{i,k})^r \right] \quad (C.18)$$

donde

$m_{i,r}$	momento de orden r del grupo i .
$q_{i,j}$	probabilidad de estar fallado el grupo i a partir del bloque j incluyendo éste.
$P_{i,k}$	potencia del bloque k del grupo i .

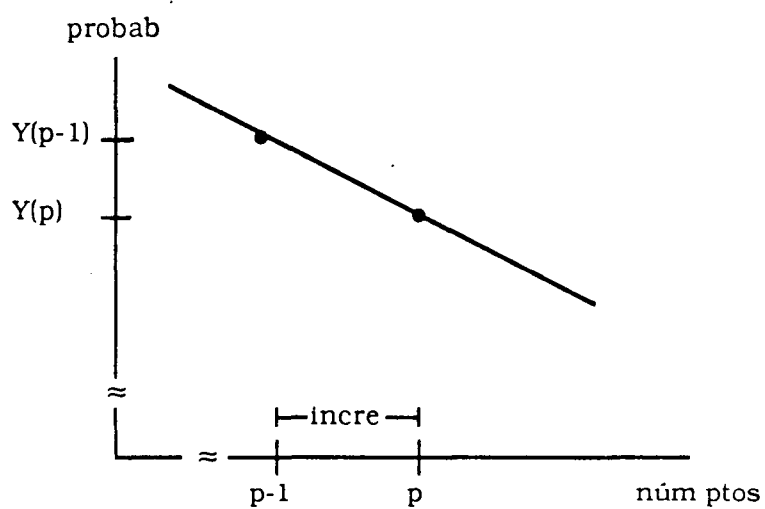


Figura C.1. Curva duración carga expresada por puntos.

APENDICE D

D. CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio que se utiliza a lo largo de los diversos capítulos de la presente tesis refleja las características de la generación y demanda del sistema eléctrico peninsular.

Los datos principales de las unidades de generación han sido tomados básicamente de anuarios de UNESA [82] y Delegación de Gobierno [21] del año 1986 y de un resumen publicado en la revista Energía [25]. Por otra parte y de manera razonable, han sido supuestos otros que no figuraban en dichas fuentes. La demanda del sistema eléctrico considerada en este caso de estudio ha sido obtenida a partir de la curva horaria real para el año 1986, proporcionada por Red Eléctrica. Además se dispuso también de la correspondiente a un día laborable típico del mes crítico, tomada de la referencia [41].

El conjunto de la generación térmica considerada está compuesto en la actualidad por ochenta y seis grupos. Para este nivel de detalle el sistema eléctrico español se puede considerar de tipo medio-grande. Por ejemplo, el modelo de referencia (MCEA) en cada problema de optimización debe decidir sobre 177 variables sujetas a 175 restricciones.

Para tener en cuenta los criterios de prioridad o preferencia cuando se efectúa el despacho de los grupos usuales en el sector eléctrico se ha supuesto que el precio del combustible fuel-oil lleva un factor de penalización de dos, de manera que el precio introducido en los modelos es el doble del real.

Los datos mínimos requeridos para un grupo térmico, suponiendo dividida su potencia en dos puntos de válvula, son los siguientes:

- nombre del grupo
- potencia neta funcionando a plena potencia (obtenida a partir de la potencia nominal descontando los consumos en servicios auxiliares)
- probabilidad de fallo equivalente del grupo
- potencia neta funcionando al mínimo técnico
- probabilidad de fallo del mínimo técnico
- precio del combustible principal consumido por el grupo

- consumo específico del grupo funcionando al mínimo técnico
- consumo específico del grupo funcionando a plena potencia
- coste de acoplamiento

Por supuesto, los diversos modelos de explotación utilizados necesitan cada uno de ellos datos específicos o los requieren de una determinada manera. En sus respectivas referencias, MODEX (ver IIT [39]), EGEAS (ver MIT [58]) y PROSIMO (ver IIT [38]), se especifican los datos de entrada necesarios.

La demanda del año 1986, obtenida a partir de su curva horaria anual, ha sido disgregada por periodos de tiempo y convertidas en curvas duración-carga según el modelo utilizado.

Para comparaciones muy específicas realizadas con los modelos desarrollados en la presente tesis se ha empleado la demanda que debe satisfacer el parque térmico exclusivamente. Esta se obtiene a partir de la esperada en un día típico corregida con la generación hidráulica fluyente y de regulación. La primera afecta en la base, a lo largo de todo el día, mientras que la segunda cercena las horas de punta de demanda. Los valores de ambas generaciones hidráulicas para ese día típico se han tomado también de la referencia [41]. No se ha incluido el efecto que podría tener el bombeo en el aplanamiento de la curva debido a que, precisamente, una de las consecuencias de los mínimos técnicos en el caso español es la necesidad de efectuar bombeo por razones no económicas. A partir de esta curva horaria se obtiene la curva duración-carga que es la considerada por los modelos evaluados.

A continuación se presentan los ficheros de entrada leídos por los modelos MCEA y OPTO con los datos del sistema eléctrico peninsular utilizados.

Como se puede apreciar los datos referentes a probabilidades de fallo de los grupos han sido supuestos, existe una razón para ello. Se pretende evitar reflejar en las comparaciones efectuadas toda situación atípica de indisponibilidad de los grupos (sobre todo nucleares) que pudiera enmascarar los resultados. Por esta razón se han supuesto probabilidades de fallo tomadas de bancos de datos genéricos, ver NERC [63], aplicables a los grupos del sistema eléctrico peninsular.

DATOS DE LAS CENTRALES DEL SISTEMA ELECTRICO PENINSULAR DE UNESA.

-nombre-	ptdis	efor	mintc	q1	combus	csvar1	csvar2	csacop
	MW	p.u.	MW	p.u.	PTS/th	th/kwh	th/kwh	th/h
1 CABRERA	152.0	.200	121.6	.200	1.000	1.000	1.000	0.
2 GARONA	437.0	.200	349.6	.200	1.000	1.000	1.000	0.
3 VANDELL1	480.0	.200	285.0	.200	1.000	1.000	1.000	0.
4 ALMARAZ1	884.1	.200	707.3	.200	1.000	1.000	1.000	0.
5 ASCO 1	888.2	.200	706.8	.200	1.000	1.000	1.000	0.
6 ALMARAZ2	884.1	.200	707.3	.200	1.000	1.000	1.000	0.
7 COFRENTA	926.3	.200	740.5	.200	1.000	1.000	1.000	0.
8 ASCO 2	888.2	.200	706.8	.200	1.000	1.000	1.000	0.
9 COMPOST1	128.6	.100	84.6	.065	1.540	2.376	2.376	10000.
10 SOTO 1	64.0	.100	36.7	.065	1.540	2.864	2.864	9500.
1 GUARDO 1	133.8	.100	79.9	.065	1.540	2.548	2.548	10000.
2 NARCEA 1	60.4	.100	42.3	.065	1.540	2.782	2.782	12420.
3 COMPOST2	129.4	.100	89.1	.065	1.540	2.376	2.376	10000.
4 P.NUEVO1	32.5	.100	22.6	.065	1.540	3.318	3.318	1846.
5 P.NUEVO2	31.7	.100	22.6	.065	1.540	3.318	3.318	1846.
6 LADA 3	143.4	.100	112.8	.065	1.540	2.554	2.554	9500.
7 SOTO 2	236.7	.100	112.8	.065	1.540	2.353	2.353	22500.
8 NARCEA 2	141.8	.100	84.6	.065	1.540	2.463	2.463	17150.
9 ROBLA 1	252.2	.100	84.6	.065	1.540	2.620	2.620	21000.
20 PTOLLANO	199.5	.100	112.8	.065	1.540	2.255	2.255	47640.
1 COMPOST3	313.5	.100	206.8	.065	1.540	2.293	2.293	20000.
2 ABOÑO 1	328.0	.100	206.8	.065	1.540	2.275	2.275	53600.
3 P.NUEVO3	282.3	.100	205.9	.065	1.540	2.346	2.346	28519.
4 COMPOST4	329.0	.100	225.6	.065	1.540	2.356	2.356	25600.
5 LADA 4	324.1	.100	164.5	.065	1.540	2.286	2.286	53700.
6 ANLLARES	329.0	.100	188.0	.065	1.540	2.418	2.418	25000.
7 NARCEA 3	329.0	.100	98.7	.065	1.540	2.503	2.503	25000.
8 SOTO 3	333.9	.100	98.7	.065	1.540	2.323	2.323	40000.
9 COMPOST5	321.5	.100	225.6	.065	1.540	2.356	2.356	25600.
30 ROBLA 2	330.1	.100	131.6	.065	1.540	2.310	2.310	25000.
1 GUARDO 2	326.2	.100	98.7	.065	1.540	2.400	2.400	20000.
2 ABOÑO 2	508.8	.100	178.6	.065	1.540	2.275	2.275	53600.
3 ESCATRON	56.7	.100	26.3	.065	1.780	2.917	2.917	9200.
4 ESCUCHA	153.5	.100	75.2	.065	1.780	2.610	2.610	30000.
5 SERCHS	157.7	.100	75.2	.065	1.780	2.347	2.347	34700.
6 TERUEL 1	330.8	.100	216.2	.065	1.780	2.418	2.418	33640.
7 TERUEL 2	330.4	.100	216.2	.065	1.780	2.418	2.418	33640.
8 TERUEL 3	331.1	.100	216.2	.065	1.780	2.418	2.418	33640.
9 PUENTES1	324.1	.100	213.9	.065	1.350	2.603	2.603	32500.
40 PUENTES2	328.3	.100	213.9	.065	1.350	2.603	2.603	32500.
1 PUENTES3	327.6	.100	213.9	.065	1.350	2.603	2.603	32500.
2 PUENTES4	325.9	.100	213.9	.065	1.350	2.603	2.603	32500.
3 MEIRAMA	518.7	.100	337.6	.065	1.350	2.534	2.534	65010.
4 PASAJES	204.6	.100	81.8	.065	1.190	2.580	2.580	133355.
5 LITORAL	523.6	.100	206.8	.065	1.190	2.227	2.227	124764.
6 BARRIOS	519.8	.100	206.8	.065	1.190	2.256	2.256	135775.
7 ESCOMBR1	67.2	.100	19.2	.065	3.280	2.384	2.384	9800.
8 ESCOMBR2	67.2	.100	19.2	.065	3.280	2.384	2.384	9800.
9 BURCEÑA	63.4	.100	18.2	.065	3.280	2.293	2.293	9433.
50 ESCOMBR3	134.4	.100	38.4	.065	3.280	2.296	2.296	19000.
1 CADIZ 1	32.6	.100	8.6	.065	3.280	2.537	2.537	7688.
2 CADIZ 2	32.6	.100	8.6	.065	3.280	2.566	2.566	7258.
3 BADAL I1	32.6	.100	17.3	.065	3.280	2.745	2.745	14782.
4 BADAL I2	32.6	.100	17.3	.065	3.280	2.745	2.745	14782.
5 MALAGA 1	32.6	.100	9.6	.065	3.280	2.710	2.710	7704.
6 ALMERIA1	32.6	.100	8.6	.065	3.280	2.621	2.621	5267.
7 BADAL I3	66.2	.100	34.6	.065	3.280	2.548	2.548	34393.
8 MATA 1	60.5	.100	21.1	.065	3.280	2.550	2.550	25000.

9 C.COLON1	67.2	.100	19.2	.065	3.280	2.129	2.129	22628.
60CADIZ 3	67.2	.100	17.3	.065	3.280	2.320	2.320	15807.
1 C.COLON2	142.1	.100	38.4	.065	3.280	2.244	2.244	21980.
2 MATA 2	60.5	.100	21.1	.065	3.280	2.550	2.550	21000.
3 ESCOMBR4	277.4	.100	134.4	.065	3.280	2.234	2.234	35600.
4 MALAGA 2	84.5	.100	28.8	.065	3.280	2.460	2.460	11777.
5 BADALIII1	165.1	.100	52.8	.065	3.280	2.200	2.200	40000.
6 BADALIII2	165.1	.100	52.8	.065	3.280	2.200	2.200	40000.
7 BESOS 1	144.0	.100	57.6	.065	3.280	2.145	2.145	20000.
8 ALMERIA2	38.4	.100	11.5	.065	3.280	2.583	2.583	5415.
9 ESCOMBR5	277.4	.100	134.4	.065	3.280	2.234	2.234	35600.
70C.COLON3	153.6	.100	43.2	.065	3.280	2.137	2.137	36345.
1 ALMERIA3	38.4	.100	11.5	.065	3.280	2.571	2.571	4857.
2 SANTURC1	361.9	.100	127.7	.065	3.280	2.044	2.044	73810.
3 ACECA 1	301.4	.100	96.0	.065	3.280	2.215	2.215	44200.
4 ACECA 2	301.4	.100	96.0	.065	3.280	2.215	2.215	44200.
5 ALGECIR1	211.2	.100	52.8	.065	3.280	2.259	2.259	57060.
6 SABON 1	115.2	.100	38.4	.065	3.280	2.205	2.205	25106.
7 BESOS 2	288.0	.100	96.0	.065	3.280	2.150	2.150	47500.
8 CASTELL1	520.3	.100	144.0	.065	3.280	2.185	2.185	76100.
9 SANTURC2	520.3	.100	146.9	.065	3.280	2.095	2.095	73810.
80CASTELL2	520.3	.100	144.0	.065	3.280	2.185	2.185	76100.
1 ADRIAN 1	336.0	.100	96.0	.065	3.280	2.180	2.180	65000.
2 ADRIAN 2	336.0	.100	96.0	.065	3.280	2.180	2.180	65000.
3 ALGECIR2	511.7	.100	144.0	.065	3.280	2.172	2.172	72570.
4 SABON 2	336.0	.100	153.6	.065	3.280	2.037	2.037	72893.
5 ADRIAN 3	336.0	.100	96.0	.065	3.280	2.180	2.180	65000.
6 FOIX	489.6	.100	144.0	.065	3.280	2.140	2.140	67000.

APENDICE E

E ESPECIFICACION DE UN SISTEMA EXPERTO PARA LA TOMA DE DECISIONES DE PLANIFICACION DE LA EXPLOTACION A MEDIO PLAZOE.1 Introducción

Se entiende por sistema basado en el conocimiento aquél cuyo diseño implica una separación explícita entre el conocimiento, que se halla desarrollado expresamente en el interior del propio programa, y los algoritmos de control y manejo del mismo. Los programas tradicionales (algorítmicos y/o numéricos) mantienen una unión estricta entre conocimiento y control, de hecho el conocimiento se halla implantado en el propio algoritmo. Los sistemas basados en el conocimiento, usualmente denominados sistemas expertos, tratan de reproducir el método que utiliza una persona para abordar la solución de problemas. Pueden resolver problemas que con técnicas convencionales resultan difíciles de solucionar. Un sistema experto representa el conocimiento (mediante reglas, hechos, etc) y emula estrategias de razonamiento humano.

Entre sus características más importantes están las siguientes:

- son capaces de resolver problemas difíciles y complejos, generalmente no definidos de manera clara
- interaccionan con los usuarios mediante métodos adecuados, utilizando lenguaje natural
- son capaces de trabajar con datos erróneos y reglas de decisión inseguras
- pueden estudiar simultáneamente hipótesis contradictorias
- hacen preguntas a los usuarios en caso de duda y son capaces de explicar por qué realizan cada una de las acciones
- una vez deducida la conclusión, justifican por qué es ésa la elegida con todos los motivos intermedios

El sistema experto que se especifica a continuación incluye la mayoría de tales características.

El objetivo de este sistema experto es ayudar a una persona a efectuar la planificación de la explotación de la generación, entendiendo ésta en su sentido más amplio, con todas las aplicaciones posibles relacionadas con ella. Esta tarea no es sencilla puesto que requiere el conocimiento detallado del sistema eléctrico involucrado y de modelos matemáticos complejos. Estos pueden haber sido diseñados con objetivos que cubren sólo parcialmente la tarea de planificación de la explotación de la generación para el propio sistema o para otro. El conjunto de modelos disponibles es suficientemente amplio y diverso como para que no todos sean conocidos en detalle por una persona. El sistema experto aquí presentado compendia el conocimiento sobre modelos generales y características de los sistemas eléctricos a reflejar en modelos de explotación. También incluye el conocimiento específico sobre modelos disponibles, que pueden ser utilizados para aplicaciones concretas. La finalidad del sistema experto es sugerir al usuario el modelo más idóneo para su aplicación, explicando su decisión y proporcionando los errores esperables en los resultados, dependientes del modelo utilizado. Un valor añadido es la posibilidad de ser utilizado como herramienta de ayuda a la formación de técnicos en planificación de la explotación de un sistema eléctrico, como un medio de aprendizaje de las decisiones que ésta involucra y de cómo son modeladas matemáticamente.

El sistema experto será interrogado con vistas a resolver una determinada aplicación de planificación de la explotación de un sistema eléctrico. Ante la petición de un usuario el sistema experto, de acuerdo con su conocimiento, empieza a activar sus reglas de decisión. En función de ellas el sistema puede establecer un diálogo con el interlocutor para perfilar con precisión sus necesidades y prioridades. Después, con ayuda de sus bases de datos de conocimiento (BDC) y del motor de inferencia, ha de proporcionar una respuesta a la petición realizada: *"la resolución del problema lleva un tiempo de cálculo estimado de x"* o *"es imposible solucionar esta aplicación con los conocimientos contenidos en las bases de datos del sistema experto"* o *"el mejor método encontrado es éste pero presenta los errores siguientes"*. En caso de poder resolver la aplicación habrá de acudir a una o varias herramientas de cálculo (modelos de explotación específicos) que efectúen los cálculos de explotación con los datos fijados por el sistema experto. Además podrá informar sobre las características de su respuesta, el por qué de la elección y los errores o condicionamientos que ésta pueda tener.

E.2 Estructura

El sistema experto propuesto se descompone en los siguientes módulos funcionalmente diferentes, tal como se presenta en la figura E.1:

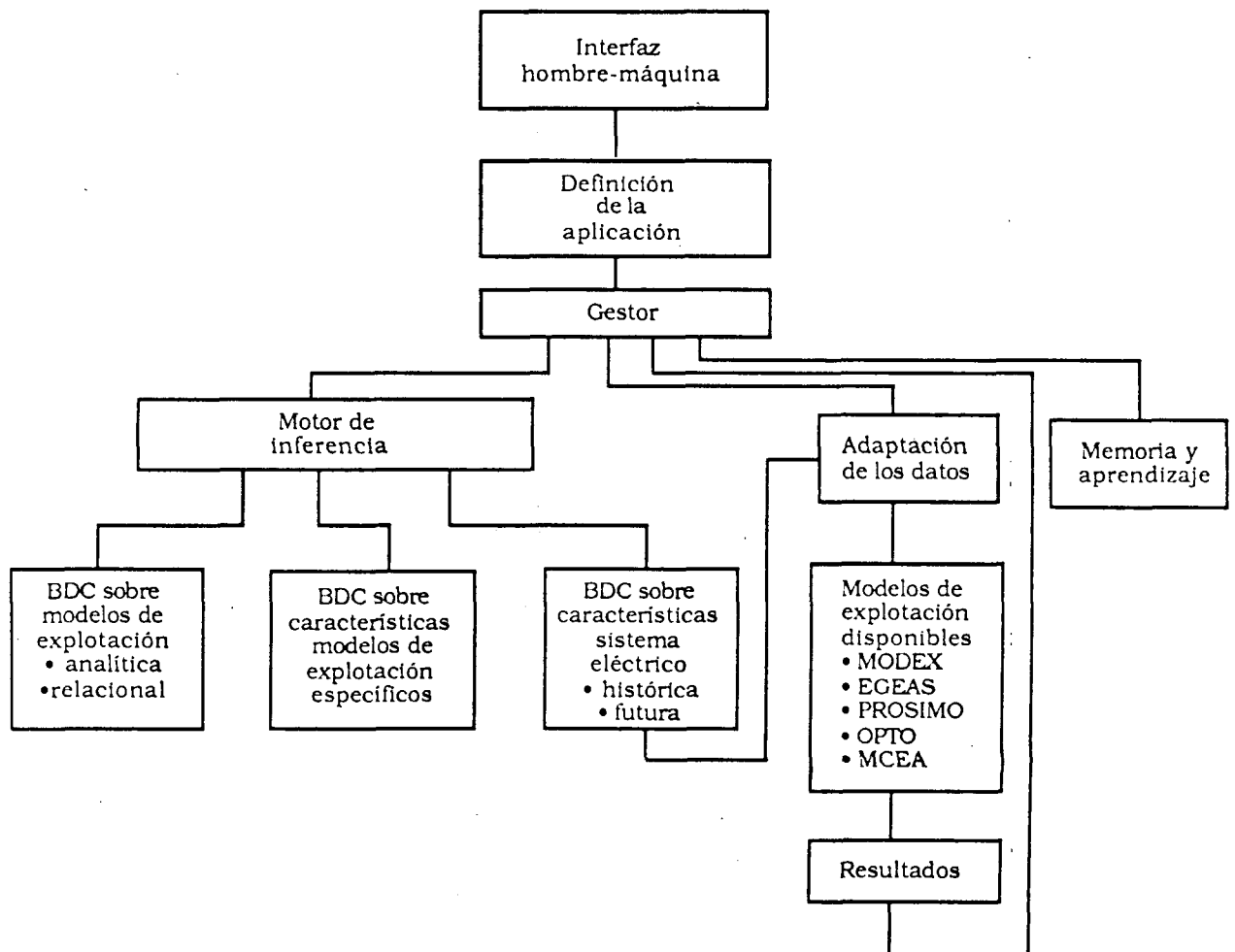


Figura E.1. Descomposición funcional del sistema experto.

Definición de la aplicación

Este módulo se encarga de elaborar en términos inteligibles por el sistema experto la petición de consulta realizada por el usuario. Este la puede efectuar eligiendo entre una serie de opciones previas o bien mediante un diálogo que la caracterice.

En el primer caso, el sistema experto debe disponer del conocimiento de las posibles aplicaciones típicas, sus características y las necesidades de modelado que pueden implicar. Por ejemplo, la petición de programación anual del mantenimiento para el sistema eléctrico peninsular español dará lugar a un modelado del equipo térmico hasta nivel de grupo mientras que para el equipo hidráulico se considera que su revisión puede ser realizada sin merma de su potencia utilizada. Además la demanda de optimización del programa de mantenimiento con criterio económico implicará la necesidad de disponer de un modelo que considere esta variable de decisión en una optimización multiperíodo.

Por lo tanto, en la definición de aplicaciones se plasman dos tipos de conocimiento:

- i) características del grado de detalle del modelado
- ii) consecuencias metodológicas asociadas.

La información del sistema experto respecto a aplicaciones usuales solamente hará referencia a sus atributos específicos.

Gestor del sistema experto

Este se encarga de la comunicación con el usuario y de la petición de acción a los demás módulos.

La relación con el usuario se establece para efectuar la consulta a realizar, perfilar ésta para que el sistema experto pueda actuar, resolver dudas o prioridades cuando el sistema experto se lo proponga y presentar la solución propuesta, sus características y justificación.

Por otra parte, coordina la ejecución de los distintos módulos del sistema.

Motor de inferencia

Es el encargado de efectuar el razonamiento lógico partiendo de las premisas establecidas por el usuario y de los diferentes conocimientos, recogidos en bases de datos, incluidas en el sistema experto.

Constituye el órgano de razonamiento del sistema experto que acudirá a sus fuentes de conocimiento en función de las necesidades.

Base de datos de conocimiento propio de un experto en modelos de explotación

Este conocimiento resume la experiencia de una persona experta en utilización inteligente de modelos de explotación, diseño de los mismos, entendimiento del funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español, etc. Representa los criterios generales de un experto en planificación de la explotación a medio plazo, en su aplicación a sistemas eléctricos análogos, tanto desde el punto de vista de las características a tener en cuenta en los modelos y su importancia como de los métodos que utilizan.

Representa dos tipos de conocimiento:

- i) **analítico o declarativo:** resultado del análisis, estructuración y clasificación de las características que definen un modelo de explotación a medio plazo
- ii) **relacional:** conocimiento general sobre cualidades o atributos de un modelo de planificación de la explotación a medio plazo, su valoración y relaciones entre ellas

Este conocimiento es consecuencia directa e inmediata de la presente tesis.

Ejemplos del conocimiento analítico, sin pretender ser exhaustivo, serían:

- El período típico para los modelos de explotación va de una semana a uno o varios meses (como referencia razonable se pueden tomar las dos semanas). El análisis multiperíodo alcanza uno o varios años.
- El despacho de los grupos de generación para un período se puede obtener mediante optimización de los grupos acoplados para cada estado de disponibilidad del sistema (con inclusión de las restricciones necesarias) o utilizando criterios heurísticos en la elaboración de un orden de carga único para el período (con o sin inclusión de las restricciones al orden de carga).

El despacho de los grupos térmicos bajo un único orden de carga para el período (error de tipo I) ocasiona errores significativos en los factores de utilización (por exceso en los segundos bloques de potencia de los últimos grupos acoplados y por defecto en los primeros puntos de válvula de los grupos no acoplados). El error en el

coste global de explotación para el sistema eléctrico peninsular español es de un 1,8 % por exceso.

La no inclusión de restricciones en la elaboración del orden de carga (error de tipo II) también produce errores significativos. En particular, los asociados a las restricciones de mínimos técnicos son positivos en los factores de utilización de los grupos con mínimos técnicos elevados (y costes variables pequeños en general) y negativos en los de mínimos técnicos pequeños (usualmente con costes variables elevados). El error en el coste de explotación para el sistema eléctrico peninsular español es exponencialmente decreciente con respecto a la cota de relajación de la restricción de los mínimos técnicos. Se mueve en un intervalo que va desde un 21,5 % si los mínimos técnicos no pueden exceder la demanda mínima a un 0,5 % si se permite sobrepasarla en 1500 MW (potencia que debería ser cubierta con demanda artificial por bombeo en horas valle).

- El tratamiento de la aleatoriedad en la generación puede ser probabilista o determinista.

Debido a un tratamiento determinista, los errores en los factores de utilización de los grupos con costes variables inferiores son positivos y negativos en los de costes variables superiores.

El error en el coste total de explotación para el sistema eléctrico peninsular español es de un 2,2 % negativo.

- Las relaciones de dependencia en la explotación de la generación a lo largo de diferentes periodos puede ser optimizada, simulada con memoria de situaciones previas (considerando únicamente dependencias según el avance del tiempo) o simulada sin memoria (ignorando situaciones previas, suponiendo los periodos independientes).

La optimización económica puede ser sustituida por el uso de criterios heurísticos, que representan de manera suficientemente aproximada los resultados de la optimización y se emplean para fijar objetivos previos a la simulación.

- El nivel de agregación del parque térmico puede llegar al modelado de grupos divididos en puntos de válvula (incluyendo sus dependencias y teniendo el primero la consideración de mínimo técnico), de centrales (grupos con proximidad geográfica y características similares), de equipo (conjunto de grupos que consumen el mismo tipo de combustible) o del parque térmico en su conjunto, todos con una inclusión explícita de los mínimos técnicos.

El modelado de las paradas en fin de semana (necesidad de descender a subperiodos) puede hacerse mediante optimización del despacho o por criterios heurísticos.

La gestión de las adquisiciones de combustibles térmicos en un intervalo anual implica la consideración de múltiples periodos.

- El nivel de agregación del parque hidroeléctrico puede alcanzar al modelado de grupos (superiores a cierta potencia mínima), de cuencas o subcuencas hidrográficas con las mismas características de aportaciones espaciales y temporales o del parque en su conjunto.

La optimización de la gestión del producible hidroeléctrico conlleva la necesidad de modelar múltiples periodos y, por consiguiente, tiene su mismo tratamiento. También puede efectuarse mediante criterios heurísticos previos al despacho. El criterio de reparto mensual del producible anual hidráulico de forma proporcional a la punta de demanda de cada mes produce una desviación de un 0,5 % en el coste total de explotación con respecto al óptimo para el sistema eléctrico peninsular español.

La estocasticidad en las aportaciones hidrológicas puede ser tratada de manera probabilista o determinista, con valores medios esperados.

Una optimización probabilista de las aportaciones requiere modelos cualitativamente diferentes, no disponibles entre los tipos considerados.

- La energía a utilizar por centrales de bombeo de ciclo semanal debido a razones económicas puede ser optimizada económicamente o simplemente despachada, supuesto que la decisión previa ya es conocida.

Actualmente, el bombeo realizado por razones económicas no tiene especial relevancia en el sistema eléctrico peninsular español. Sin embargo, sí es significativo el bombeo efectuado para evitar paradas diarias por razón de mínimos técnicos.

La energía a almacenar por los grupos de bombeo con ciclo estacional obliga a considerar múltiples periodos acoplados y, por lo tanto, tiene su mismo tratamiento.

- Las medidas de fiabilidad determinadas por los modelos de explotación pueden ser probabilistas (con cálculo de sus distribuciones estadísticas o con cálculo de valores medios) o exclusivamente deterministas.
- La demanda a lo largo de un periodo, representada por la curva monótona duración-carga, puede ser aproximada numérica, analíticamente o mediante escalones.

La aproximación por escalones para un número de éstos un orden de magnitud inferior al de puntos en la aproximación numérica presenta errores importantes.

La aproximación analítica es suficientemente precisa en la zona intermedia de la curva duración-carga si el periodo de tiempo no es muy pequeño. Sin embargo,

presenta errores sistemáticos en la zona de demanda mínima y en la de demanda máxima. Estos últimos pueden ocasionar valores erróneos de medidas probabilistas de fiabilidad para sistemas con elevado componente hidroeléctrico y sobreequipamiento, como es en la actualidad el sistema eléctrico peninsular español.

- La programación del mantenimiento a lo largo de múltiples periodos se puede determinar por criterio de optimización económica (con el mismo tratamiento que la gestión multiperiodo) o por criterio de fiabilidad previo (probabilista o determinista).

El criterio de optimización económica obliga al uso de códigos de optimización para variables enteras.

- Los modelos de explotación pueden permitir o no la obtención de medidas de sensibilidad a la variación de ciertos parámetros.
- El requerimiento de tiempo de cálculo de los modelos de explotación oscila entre muy bajo, medio y muy alto según los tipos de modelos.

Un salto en la escala cualitativa de graduación de tiempo de cálculo (por ejemplo, de bajo a medio) es aproximadamente de un orden de magnitud.

Un modelo con un tiempo de cálculo muy muy alto se considera prohibitivo, no se puede utilizar actualmente.

De forma general, las diferentes posibilidades de modelado de las características básicas de los modelos de explotación expuestas en la base de datos de conocimiento analítico se han presentado ordenadas por precisión y capacidad de representación del sistema eléctrico. Por lo tanto, es preferible la primera alternativa de modelado a la segunda y así sucesivamente. Para el sistema experto se ha de efectuar una valoración más precisa de la relación cualitativa entre las diferentes alternativas. Definamos la relación 'cualitativamente superior' cuando existe una ventaja clara en la representación del sistema eléctrico entre dos alternativas (exigirán normalmente técnicas de modelado cualitativamente diferentes) y 'superior o preferible' cuando esta ventaja no es tan marcada (usualmente no exige cambio en la técnica matemática de modelado).

De acuerdo con estas premisas se enumeran los siguientes ejemplos de conocimiento relacional, que complementan la ordenación implícita explicada en el párrafo anterior:

- La optimización del despacho de los grupos bajo los diferentes estados de disponibilidad del sistema es cualitativamente superior al uso de criterios heurísticos bajo un único orden de carga.

- La inclusión de restricciones en el orden de carga cuando éste se determina por criterio heurístico es preferible a su ignorancia.
- El tratamiento probabilista de la aleatoriedad en la generación es cualitativamente superior al determinista.
- Tratamiento probabilista de la aleatoriedad en la generación e inclusión de optimización del despacho de los grupos son igualmente relevantes.
- La optimización de la gestión multiperiodo del sistema eléctrico es preferible a su simulación con memoria y ésta a su vez es preferible a la simulación sin memoria.
- La optimización de la gestión multiperiodo requiere un tiempo de cálculo superior al de un periodo en un orden de magnitud.
- El modelado de las paradas en fin de semana de ciertos grupos no es relevante en el contexto de modelos de planificación de la explotación a medio plazo.
- Las aproximaciones numérica y analítica a la curva duración-carga son cualitativamente mejores que la aproximación por escalones (para un número de escalones un orden de magnitud inferior al de puntos en la aproximación numérica).
- La convolución analítica de la curva duración-carga es cualitativamente más eficaz que la convolución numérica.
- Para la obtención de la programación del mantenimiento el criterio económico es superior a los criterios de fiabilidad y, dentro de éstos, es preferible el criterio probabilista sobre el determinista.

Base de datos del conocimiento sobre modelos disponibles

Compendia la información de las características y capacidades de cada modelo de explotación disponible bajo conocimiento del sistema experto. Contiene los criterios específicos aplicables a cada modelo proporcionados por un experto en ese modelo (miniexperto). Estos expertos específicos no tienen por qué conocer el conjunto de modelos disponibles o tener conocimientos amplios sobre planificación de la explotación.

Los diferentes tipos de conocimiento para los modelos disponibles serán:

i) **datos de entrada** necesarios.

Esta información se extrae directamente de sus respectivos manuales de usuario.

ii) **características propias fijas** intrínsecas del modelo en su situación actual o con previsibles desarrollos futuros.

Optimización determinista (MODEX):

Optimización económica del orden de despacho de los grupos con inclusión explícita de las restricciones asociadas al orden de carga.

Tratamiento determinista de la aleatoriedad en generación.

Modelado y optimización explícita de las paradas en fin de semana.

Optimización económica de la gestión del producible hidráulico de múltiples periodos. También se puede utilizar un criterio heurístico de reparto proporcional a la punta de demanda.

Optimización de la energía dedicada a bombeo tanto por razones económicas (de ciclo semanal y de ciclo estacional) como por criterio de relajación de la restricción de mínimos técnicos.

Se obtienen como medidas de sensibilidad los precios sombra de las restricciones.

Requiere un tiempo de cálculo medio.

Simulación probabilista:

Orden único de despacho de los grupos determinado con criterios heurísticos planteando explícitamente las restricciones asociadas al orden de carga (OPTO) o ignorándolas (EGEAS, PROSIMO).

Tratamiento probabilista de la aleatoriedad en generación.

No se modelan las paradas en fin de semana.

Optimización económica de la gestión del producible hidráulico de múltiples periodos, según el modelo especificado en el capítulo 5 de la tesis.

Optimización de la energía dedicada a bombeo de ciclo semanal por razones económicas (EGEAS) o despacho de la energía especificada previamente (PROSIMO).

Se obtienen medidas de sensibilidad.

Requiere un tiempo de cálculo muy bajo.

Optimización probabilista:

Optimización económica del orden de despacho de los grupos con inclusión explícita de las restricciones asociadas al orden de carga para cada estado de disponibilidad del sistema.

Tratamiento probabilista de la aleatoriedad en generación mediante simulación de tipo Monte Carlo.

Optimización de las paradas de los grupos en fin de semana.

No incluye tratamiento múltiperiodo.

Optimización de la energía dedicada a bombeo de ciclo semanal tanto por razones económicas como por criterio de relajación de la restricción de mínimos técnicos.

Se obtienen como medidas de sensibilidad los precios sombra de las restricciones y derivadas de las variables que intervienen en la función objetivo.

Requiere un tiempo de cálculo muy alto.

iii) **características modificables** en ciertas aplicaciones del modelo.

Optimización determinista:

Período igual a un mes. Una disminución en la duración del período supone un aumento proporcional en el tiempo de cálculo, para el mismo intervalo total en estudio.

Nivel de agregación por equipos, dividiendo cada uno en su parte de mínimo técnico y restante. Un nivel de agregación de grupo o central supone un salto de un orden de magnitud en el tiempo de cálculo.

Parque hidroeléctrico tratado en un único equipo con parte fluyente y parte embalsada. Una desagregación más detallada del parque hidroeléctrico supondría un cambio de un orden de magnitud en el tiempo de cálculo.

Las medidas de fiabilidad calculadas son deterministas (márgenes de cobertura).

Aproximación de la curva duración-carga por escalones (seis escalones mensuales).

El tiempo de cálculo depende directamente del número de escalones utilizado.

La programación del mantenimiento se determina por criterios deterministas de fiabilidad previos a la explotación.

Simulación probabilista:

Periodo variable en unidades de semanas (EGEAS) o días (PROSIMO). El tiempo de cálculo será aproximadamente proporcional al número de periodos analizados.

Nivel de agregación por grupos, dividiendo cada uno en su mínimo técnico y resto de potencia.

Parque hidroeléctrico tratado en cuencas/subcuencas con parte fluyente y parte embalsada.

Las medidas de fiabilidad calculadas son probabilistas (probabilidad de pérdida de carga y energía no suministrada esperada).

Aproximación de la curva duración-carga numérica (PROSIMO) o analítica por cumulantes (EGEAS, OPTO). El tiempo de cálculo depende directamente del número de puntos utilizado en la aproximación numérica.

La programación del mantenimiento se determina por criterios de fiabilidad probabilistas previos a la explotación (EGEAS) o viene prefijado (PROSIMO).

Optimización probabilista:

Período variable. El tiempo de cálculo será aproximadamente proporcional al número de periodos analizados.

Nivel de agregación por grupos, dividiendo cada uno en su parte de mínimo técnico y restante.

Parque hidroeléctrico tratado en cuencas/subcuencas con parte fluyente y parte embalsada.

Las medidas de fiabilidad calculadas son probabilistas (probabilidad de pérdida de carga y energía no suministrada esperada) con sus distribuciones estadísticas.

Aproximación de la curva duración-carga numérica o analítica. El tiempo de cálculo es independiente de la aproximación utilizada y del número de puntos.

- iv) conocimiento sobre el tratamiento que efectúa cada modelo de los atributos que lo caracterizan, desde dos puntos de vista
 - valoración **cualitativa** del modelo sobre su capacidad para incluir determinados atributos

Optimización determinista:

Es necesario un aumento del grado de detalle en el tratamiento del parque térmico hasta el manejo de centrales o grupos para plantear la optimización de la explotación en forma natural.

Ligadas al planteamiento de la optimización multiperiodo se pueden introducir variables y restricciones adicionales relativas a la programación del mantenimiento o gestión del aprovisionamiento de combustibles.

También es imprescindible un aumento del número de escalones en la aproximación a la curva duración-carga para evitar los errores importantes que se han descrito.

Como consecuencia de este aumento en el detalle del modelado y para mantener la utilización del modelo dentro de límites razonables es necesario un aumento en la eficacia del código de optimización empleado, sustituyéndolo por otro o con un cambio en su formulación matemática.

Simulación probabilista:

Es necesaria la inclusión de optimización multiperiodo de un recurso importante para el sistema eléctrico español, como es la energía de procedencia hidráulica.

También es importante un tratamiento correcto de los mínimos técnicos, tanto desde el punto de vista de su despacho en el orden de carga como por la consideración de la restricción que imponen a este despacho.

- **cuantificación** del error cometido en el modelado de ciertos atributos o características

Optimización determinista:

El tratamiento determinista de la aleatoriedad del equipo térmico da lugar a errores en los factores de utilización de los últimos grupos, por exceso y por defecto.

El coste total de explotación es aproximadamente un 2 % inferior al calculado por un modelo probabilista, para el sistema eléctrico peninsular español.

La utilización del criterio heurístico de proporcionalidad a la punta mensual de demanda en el reparto del producible hidroeléctrico anual determina un coste de explotación superior un 0,5 % al calculado mediante la optimización multiperíodo. Este resultado se debe a un aumento en el bombeo realizado (tanto de ciclo semanal como estacional) y en la producción del equipo de hulla-antracita y de carbón de importación.

El tratamiento por escalones de la curva duración-carga produce errores significativos. Ocasionan una infravaloración del bombeo requerido por razones de mínimos técnicos.

Simulación probabilista:

El despacho de los grupos térmicos bajo un único orden de carga para el periodo (error de tipo I) ocasiona errores significativos en los factores de utilización (por exceso en los segundos bloques de potencia de los últimos grupos acoplados y por defecto en los primeros puntos de válvula de los grupos no acoplados). El error en el coste de explotación para el sistema eléctrico peninsular español es de un 1,8 % por exceso.

La no inclusión de restricciones en la elaboración del orden de carga (error de tipo II) también produce errores significativos. En particular, los asociados a las restricciones de mínimos técnicos son positivos en los factores de utilización de los grupos con mínimos técnicos elevados (y costes variables pequeños en general) y negativos en los de mínimos técnicos pequeños (usualmente con costes variables elevados). La diferencia entre los costes de explotación para el sistema eléctrico peninsular español es exponencial decreciente con respecto a la cota de relajación de la restricción de los mínimos técnicos. Muestra un intervalo que va desde un 21,5 % si los mínimos técnicos no pueden exceder la demanda mínima a un 0,5 % si se permite sobrepasarla en 1500 MW (potencia que debería ser cubierta con demanda artificial por bombeo en horas valle).

La aproximación analítica a la curva duración-carga produce errores sistemáticos en la punta y en el valle. Estos errores son más relevantes si el período es pequeño (una semana, por ejemplo). El error de la aproximación en la cola de la distribución puede dar lugar a medidas de fiabilidad incorrectas.

Optimización probabilista:

Los errores en los factores de utilización de los grupos calculados por este modelo son inferiores a un 3 %, para una simulación consistente de 50 lotes y 30

simulaciones por lote. Se obtienen errores similares a partir de 30 lotes y 30 simulaciones por lote.

Este conocimiento es consecuencia directa e inmediata de la presente tesis.

v) **datos de salida** proporcionados

Esta información se extrae directamente de sus respectivos manuales de usuario.

Base de datos de conocimiento sobre explotación histórica

Ha de contener toda la información histórica de la demanda, generación térmica e hidráulica hasta el presente. Debe también registrar situaciones anómalas de los grupos que permitieran explicar producciones inesperadas. La información almacenada sería la siguiente:

- datos históricos de la demanda real
- características del sistema de generación
- producciones históricas de los grupos térmicos
- situaciones históricas de indisponibilidad o mantenimiento programado de los grupos
- producibles hidráulicos históricos
- producciones de los grupos hidráulicos

Base de datos de conocimiento sobre explotación futura

Ha de recoger la información necesaria para evaluar situaciones que se van a producir y que afecten a decisiones en el medio plazo. La información a recoger sería la siguiente:

- previsiones de crecimiento de la demanda
- programas de mantenimiento (o recarga de combustible) previstos para los grupos
- cambios en la situación de los grupos
- previsiones meteorológicas de producibles hidráulicos

Adaptador de los datos de los modelos

Módulo encargado de consultar los datos contenidos en las bases de datos histórica o futura y de efectuar su adaptación a los requeridos por los modelos de explotación. En caso de carencia de alguno de ellos hará la petición al gestor para que éste la transmita al usuario.

Modelos de explotación disponibles

Conjunto de modelos que contiene el sistema experto y que, por tanto, pueden ser ejecutados para las aplicaciones demandadas por el usuario. En un principio se puede hablar de los modelos siguientes: MODEX, EGEAS, PROSIMO, OPTO y MCEA.

Memorización y aprendizaje de las consultas realizadas

Mecanismo de almacenamiento de las consultas realizadas, de las reglas activadas por esas consultas para permitir un aprendizaje del sistema experto para sucesivas peticiones.

Además, se encargará de explicar la consulta realizada, la respuesta elegida y sus causas.

E.3 Implantación informática

Como herramienta y entorno integrado para el desarrollo de sistemas basados en el conocimiento se ha elegido ART (Automated Reasoning Tool de Inference Corp.).

Sus principales componentes son:

- lenguaje de representación del conocimiento (define hechos, esquemas, que representan objetos, y reglas)
- compilador de la base de conocimientos
- motor de inferencia

Esta herramienta tiene la posibilidad de interacción con lenguajes de alto nivel (como FORTRAN, C) necesarios para efectuar ciertos cálculos numéricos y se halla disponible para diferentes ordenadores, desde los personales, estaciones de trabajo y máquinas LISP a grandes ordenadores.

Esta característica permite que el sistema experto desarrollado pueda ser ampliamente difundido entre los potenciales usuarios sin restricciones de implantación.

E.4 Consulta ejemplo

El usuario se sienta frente al ordenador y llama al programa. Este le presenta un menú con aplicaciones típicas del sistema experto para el sistema eléctrico nacional (planificación de la explotación a medio plazo, determinación del programa de mantenimiento del próximo año, valoración de una política de mejora de disponibilidad en las centrales del sistema eléctrico, análisis del beneficio asociado a la implantación de una nueva central, etc).

En principio, el interés del usuario es utilizar el modelo más adecuado a sus necesidades en cuanto a precisión, tiempo de cálculo y posibilidades o capacidades de modelado. Esto significa que para el sistema experto los atributos que definen un modelo de explotación a medio plazo deberían alcanzar la situación más deseable. Según avanza el proceso de razonamiento del sistema experto éste puede encontrar contradicciones entre atributos. Por ejemplo, usualmente un tiempo de cálculo reducido se contrapone a una precisión elevada. El sistema experto debe resolverlas si dispone de la información o consultar al usuario su preferencia frente a atributos conflictivos. Pregunta que se hará únicamente en el momento en que esa contradicción se hace aparente en el sistema experto.

Una vez resueltas las prioridades para el usuario, si ha sido necesario, el sistema experto determina cuál es el modelo más adecuado a la aplicación, presenta sus características y el razonamiento seguido para obtener dicha solución.

BIOGRAFIA DEL AUTOR

Andrés Ramos Galán nació el 21 de noviembre de 1959 en Guadramiro (Salamanca).

Ingeniero Industrial especialidad Electricidad, intensificación Electrotecnia, por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Pontificia Comillas, en el año 1982.

Ha sido investigador becario de Instituto Tecnológico para Postgraduados durante los años 1982 y 1983.

Desde 1984 es investigador contratado del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas.

Ha dirigido y participado en numerosos proyectos de investigación en colaboración con empresas del sector eléctrico en el área de Fiabilidad y Planificación y Explotación de Sistemas Eléctricos de Generación y Transporte.

Ha publicado diversos artículos en congresos y revistas, tanto nacionales como internacionales.

Fdo. Andrés Ramos Galán